

Petro-Canada
Petro-Canada
Petro-Canada
Petro-Canada
Petro-Canada

1977 ANNUAL REPORT



LEGEND

-  Petro-Canada Involvement
-  Gas Fields
-  Alberta Oil Sands
-  Polar Gas Pipeline
-  Arctic Pilot Project (L.N.G. Route)
-  Q & M Project

SCALE

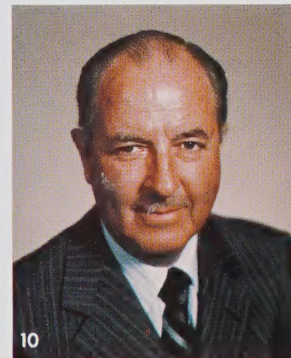
MILES

0 200 400

200 400

KILOMETRES





Board of Directors

- 1 * Maurice F. Strong
Chairman of the Board,
Petro-Canada,
Calgary
- 2 ** Donald Harvie
‡‡ Deputy Chairman of the Board,
Petro-Canada,
Chairman,
The Devonian Group of Charitable
Foundations,
Calgary
- 3 Hon. John B. Aird, O.C., Q.C.
Senior Partner
Aird & Berlis,
Toronto
- 4 ** J. Claude Hébert
Chairman of the Board,
Bombardier - MLW Ltd.,
Montreal
- 5 ** Wilbert H. Hopper
President and Chief Executive Officer,
Petro-Canada
Calgary
- 6 Arthur Kroeger
Deputy Minister,
Indian and Northern Affairs,
Ottawa
- 7 ** Gordon M. MacNabb
Deputy Minister,
Energy, Mines and Resources,
Ottawa
- 8 ‡ David McD. Mann
Partner,
Cox, Downie, Nunn and Goodfellow,
Halifax
- 9 T. K. Shoyama
Deputy Minister,
Finance,
Ottawa
- 10 ‡‡ Donald G. Willmot
Chairman of the Board,
The Molson Companies Limited,
Toronto

- * Chairman of Executive Committee
- ** Member of Executive Committee
- ‡ Chairman of Audit Committee
- ‡‡ Member of Audit Committee

Senior Personnel

Wilbert H. Hopper
President and Chief Executive Officer

Joel I. Bell
Senior Vice-President —
Finance and Planning

Andrew Janisch
Senior Vice-President and
Chief Operating Officer

Sam Stewart
Senior Vice-President —
Athabasca Development

Donald M. Wolcott
Senior Vice-President —
Project Development

John M. Godfrey
Vice-President — Land

Ronald P. Havelock
Vice-President (Law) and Secretary

Peter R. Hunter
Vice-President — Supply

Robert A. Meneley
Vice-President — Exploration

William Morrow
Controller

David P. O'Brien
General Counsel

James Scurr
Vice-President — Human Resources

Leonard M. Youell
Treasurer/Administrator

Head Office

Canada Place
407 - 2nd Street, S.W.
Calgary, Alberta

Postal Address
P.O. Box 2844
Calgary, Alberta.
T2P 2M7

Phone Number
403 - 264-7015

Telex Number
03825753

Ottawa Office
350 Sparks Street,
Suite 306
Ottawa, Ontario.
K1R 7S8

Phone Number
613 - 238-8951

Telex Number
0534135

AUDITORS

Peat, Marwick, Mitchell & Co.
Calgary, Alberta.
Canada.



March 31, 1978

The Honorable Alastair Gillespie, P.C., M.P.,
Minister of Energy, Mines and Resources,
House of Commons,
Ottawa, Canada,
K1A 0A7

Dear Minister:

On behalf of the Board of Directors, we are pleased to present this second Annual Report of Petro-Canada for the fiscal year ended December 31, 1977.

In accordance with the provisions of the Financial Administration Act, the Report includes the Consolidated Balance Sheet and the related statements together with the auditor's report thereon.

Yours sincerely,

MAURICE F. STRONG
Chairman of the Board.

WILBERT H. HOPPER
President and Chief Executive Officer.

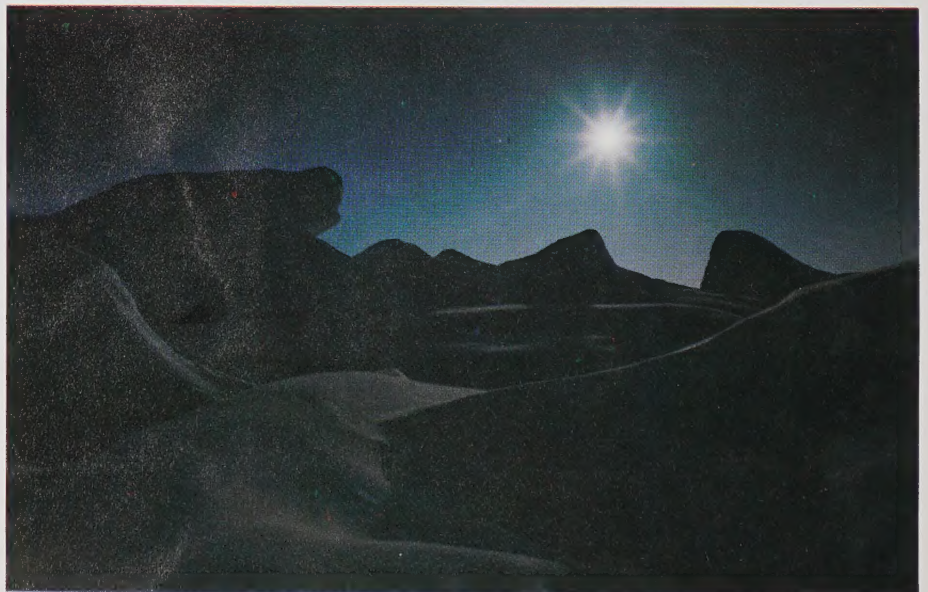
With the compliments of

W. H. Hopper
President & Chief Executive Officer

NO ACKNOWLEDGMENT IS EXPECTED

1977 Highlights

- 1977 was Petro-Canada's second year of operation;
- Its activities aim at assisting the realization of Canada's energy supply objectives by initiating and supporting projects which include those which are at the frontiers of technical and commercial viability;
- Its projects have been undertaken in joint venture with private sector firms willing and able to share in the risks and opportunities which these new projects offer;
- Its work and direct public investment of funds in the more promising projects in the industry are a means of mobilizing public financial support and focussed technical effort for particular and important ventures as a supplement to the many Government policies which encourage the energy industries;
- In pursuing these objectives, Petro-Canada is:
 - managing one of the larger oil and gas exploration programs in Canada, with particular emphasis on the country's frontier regions;
 - investigating technology for the development of the non-conventional oil resources of heavy oil and tar sands;
 - designing and assessing methods of transporting energy to market from remote and difficult locations;
 - assessing foreign opportunities which offer a secure supply of competitive energy for those Canadian markets which will remain import-dependent for some period of time, regardless of success on the Canadian technological and geographic frontiers;
 - reviewing technological developments which would provide new sources of energy to Canadian markets; and
 - undertaking research and development into Canadian technical challenges and opportunities;
- As part of its Government mandate, Petro-Canada has also been using its resources for the management of the interests in certain energy projects which the Government has invested in, in support of private industry initiatives, prior to the creation of this Corporation — i.e., Syncrude, Panarctic Oils Ltd. and Polar Gas;
- Its activities are also intended to increase Government knowledge of, and sensitivity to, the risks and opportunities in the Canadian energy business to help ensure that its policies in the energy field reflect these realities.



Exploration

1. Petro-Canada ranked 10th in Canada in number of wells drilled in 1977.
2. Total exploration expenditures in 1977 were \$60.5 million.
3. The Corporation participated in 13 of the 27 wells drilled in Canada's frontier region in 1977.
4. It was the most active company funding exploration on the Scotian shelf in 1977.
5. Petro-Canada purchased sole ownership of 3 million acres of land in northern Baffin Bay containing promising geological prospects.
6. At year end the Corporation owned 93 million gross acres of leases in Canada; net 15 million acres.
7. In 1977 Petro-Canada drilled 128 wells of which 86 were gas producing wells and 18 were oil producing wells.

Project Development

1. Petro-Canada is project leader in the Arctic Pilot Project to investigate the feasibility of moving Arctic gas to southern markets via liquid natural gas tanker.
2. It is involved in the Polar Gas group to look at the feasibility of moving Arctic gas south by pipeline.
3. Petro-Canada is involved in designing the first offshore Arctic well completion, is conducting innovative ice movement studies and is working with others to develop a new offshore Arctic drilling system.
4. The Corporation has undertaken extensive studies of factors related to heavy oils development, including exploration, production technology, enhanced recovery, upgrading systems and transmission systems, to permit full utilization of this oil reserve for Canadian needs.
5. Petro-Canada is involved in a joint venture to investigate the feasibility of moving Western Canadian gas to new markets in Quebec and the Maritimes.
6. As the operator in a large joint venture in the Alberta Oil Sands, it is actively researching and planning the testing of in-situ processes to develop oil sands.

Financial

1. In 1977, Petro-Canada, through development activities, added 21 billion cubic feet of gas to its reserves. Total 1977 gas production was 32.5 billion cubic feet before royalty, leaving reserves of 821.8 billion cubic feet at year end.
2. In 1977, Petro-Canada added 2.9 million barrels of oil and natural gas liquids to its reserves. Total 1977 oil and natural gas liquids production was 10.2 million barrels leaving reserves of 151.6 million barrels at year end.
3. Sales of oil, gas and natural gas liquids generated revenue of \$88.7 million after royalty.
4. At year end the consolidated assets of the Corporation were \$878.7 million consisting of:
 - \$ 48.1 million — current assets
 - \$ 91.8 million — investment in Panarctic Oils Ltd.
 - \$259.1 million — investment in Syncrude Project
 - \$479.7 million — other property, plant and equipment



Panarctic Photo



Mach 2 Film Productions Ltd.



Polargas Photo

Corporate Report

Petro-Canada was established to assist the Canadian Government achieve its goal of assuring Canada's future energy supply. In 1977, the second year of operation, it continued the systematic examination of potential sources which could have a significant impact on Canada's energy supply. The Corporation undertook an active frontier exploration program, research into improved methods of developing and delivering existing resources and research into the utilization of additional potential sources of oil and gas.

Since its start of business in early 1976, Petro-Canada has become a substantial presence in Canada's energy industry. It has a fully operational exploration staff managing one of the larger oil and gas exploration programs in Canada. In 1977, Petro-Canada ranked 10th in number of wells drilled in Canada.

With the creation of Petro-Canada the Government added another method of providing for Canada's energy needs. Direct public investment through Petro-Canada complements a broad range of public policies by stimulating specific ventures to achieve Canada's energy goals. This investment will increase Government's knowledge of, and sensitivity to, the risks and opportunities in the energy business, and help to ensure that public policies in the energy field reflect these realities.

Petro-Canada's participation is not, and will not be, at the expense of opportunities for private sector investment. On the contrary, it has expanded such opportunities by undertaking its ventures in association with others willing to make the necessary investments to

achieve Canada's energy goals. It increases the extent of Canadian participation in this crucial industry. It has mobilized public financial strength to promote activities in the energy field which are of high priority. Petro-Canada manages those public energy investments which the Government was urged by industry to undertake when the private sector needed assistance in the particular ventures.

In its two years of operation Petro-Canada has participated in joint ventures with the private sector to add to the available talents and resources working toward the accomplishment of national energy goals. The Corporation has frequently been asked by private firms to join in ventures whose size, timing and risk require the participation of many firms if the effort is to be within the financial capacities of the individual participants.

An important motivation in Petro-Canada's activities is the catalytic role it plays in stimulating new approaches and initiatives to significantly improve Canada's energy supply or assure that potential alternatives are adequately considered before large-scale, long-term commitments are made. This catalytic role involves Petro-Canada in expenditures designed to test the feasibility of new projects and stimulate private sector investment in them.

Petro-Canada's role in such a project may often be fulfilled when the private sector undertakes it, whether or not Petro-Canada participates directly; or when its work facilitates Governmental decision-making by helping to point out and evaluate alternatives. Major initiatives have been undertaken by the Corporation to assess the feasibility of several projects. Of those undertaken, some

will prove to be viable, others may have to be rejected and others may require only a minor role by Petro-Canada.

Canada's Energy Requirements

The current context of Canada's energy scene, in which Petro-Canada must make its investment decisions, is characterized by:

- A depleting oil supply in which the volumes consumed are not being replaced with sufficient new discoveries to satisfy growing future domestic energy requirements;
- A relatively more abundant supply of gas, but one where there is a continuing need to develop new sources to meet long-term requirements;
- An international marketplace with increasing prices for oil and gas where the development of costly domestic resources must be considered in the context of those international prices and the relative security of supply.

In this context Petro-Canada sees the need:

- To promote conservation as the least costly way to improve Canada's energy supply outlook;
- For aggressive exploration efforts in currently producing oil and gas fields which are capable of rapid development;
- For active exploration of more remote frontier areas, where the time lapse between initial discoveries and final delivery can be long, and where there is a need to know the size of the potential of these areas to formulate appropriate national energy policies;

- To stimulate accelerated development of Canada's large reserves of heavier oils;
- To initiate measures to assure access by Canada to the significant supplies of foreign oil it will require to meet future needs;
- To develop the technology required for increased production and transportation of oil and gas from isolated frontier regions;
- To stimulate the development of alternative sources of energy.

Exploration

Petro-Canada has joined with industry to promote exploration and development activity in frontier areas where Canada's largest potential energy sources may be found. In addition to the development potential which could result from exploration, this activity will give policy-makers as much knowledge as possible of Canada's energy resources on which to base energy policy decisions.

Petro-Canada has been active in most of Canada's frontier regions where increased levels of exploration were possible and could be justified by the potential. Petro-Canada has been the most active explorer in the Scotian Shelf region over the last two years. It is exploring promising prospects in the High Arctic directly and through its involvement in Panarctic Oils Ltd. and has been developing a program in adjacent regions. In the Mackenzie Delta and onshore Northwest Territories, the Corporation is continuing some work. It was involved in 13 of the 27 wells drilled in these regions in 1977.

In its two years of operations, Petro-Canada has spent \$76.9 million in Canada's frontier regions excluding its involvement in Panarctic.

Petro-Canada has also been involved in exploration in the more conventional areas of oil and gas production of Western Canada. These activities relate mainly to land already owned by Petro-Canada where drilling has been undertaken to increase production capacity. The Corporation's expenditures for exploration and development activity in this area since inception have been \$24.1 million.

Project Development

Petro-Canada has taken a lead role in developing new projects in areas where innovative approaches and new technology may contribute significantly to increasing the supply of energy for Canada.

The Corporation has been examining all aspects of conventional heavy oil development in Canada to find the best possible method of making use of this resource.

Extensive investigation of the potential use of liquefied natural gas (LNG) tankers to transport Arctic gas to southern markets was carried out in 1977.

As a member of the Polar Gas consortium, Petro-Canada continues to look at the economic, technological and environmental aspects of a pipeline to move Arctic gas to southern markets.

The Corporation is the operator in a joint venture covering 1.2 million acres of Alberta oil sands, where considerable industry interest has been shown in the development of an in-situ recovery technology for which Petro-Canada has basic patents.

Petro-Canada and partners joined in the summer of 1977 to investigate the potential of extending Canada's gas transmission system beyond Montreal to the rest of Quebec and the Maritimes. The Corporation and its partners are investigating the feasibility and pricing issues of

utilizing Western Canadian gas to displace imported oil which currently serves these markets.

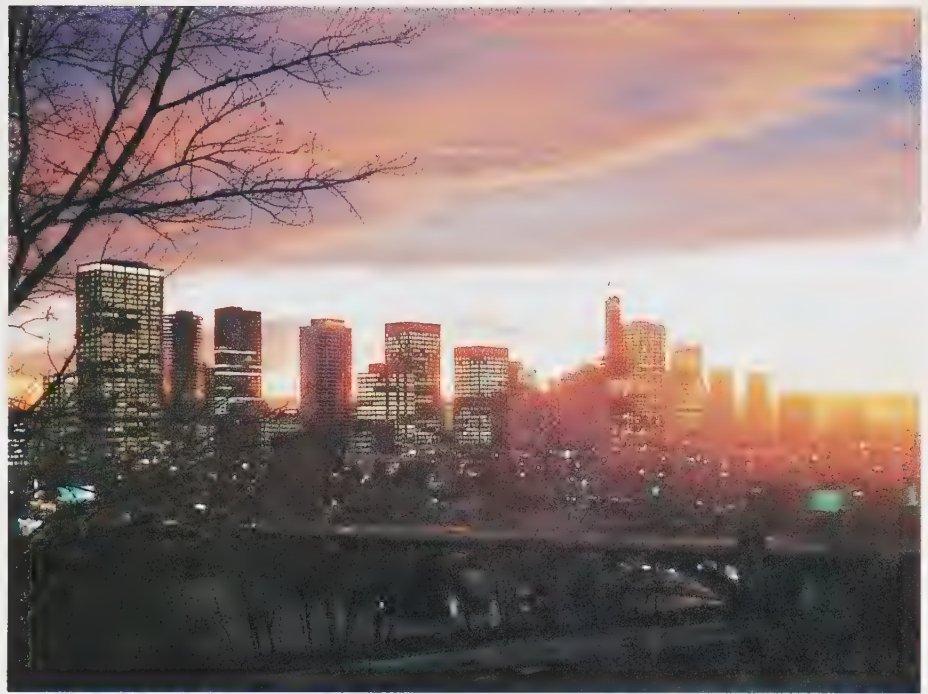
Previous Government Investments

A major Corporation activity, on behalf of Canada, has been to manage those assets which the Government of Canada transferred to Petro-Canada in 1976. These include a 15% equity participation in the Syncrude Project; and a 45% ownership of Panarctic where it has continued to support substantial exploratory activity in the Arctic Islands.

Advice To Government

On the basis of its actual experience in the industry, Petro-Canada provides advice to the Government to assist in the development of policies which will help realize Canada's energy goals. The Corporation also believes that its role requires that it undertake a thorough examination of alternative approaches to reaching energy goals for the country. Its studies of the Arctic Pilot Project, the extension of gas pipelines to Quebec and the Maritimes, heavy oils and Alberta oil sands development were undertaken to ascertain the commercial viability of these activities, to determine an appropriate role for the Corporation in these fields, and to ensure that Government is provided with the broadest range of alternatives for consideration in making policy decisions.

Petro-Canada believes that the potential for conventional oil and gas reserves in the Western Sedimentary Basin exceeds official estimates. Oil discoveries in Alberta over the past year have been very encouraging and the industry has been increasing its activity in pursuit of additional conventional oil. Policies should continue to focus on the development of conventional light



Mathieson Photo Service Ltd.

oil reserves in Western Canada in keeping with the relatively favourable economic merits of these sources in relation to non-conventional sources or frontier prospects. The economic advantages encouraging the search for additional conventional oil are somewhat diminished by current high land values which have emerged as an addition to exploration costs.

As well, Petro-Canada believes that expanded markets are available for the supply of Western Canadian gas that is known to exist. If the price of gas were allowed to become more competitive, this gas could displace imported oil and decrease the future demand for less abundant Canadian oil. The relative prices of natural gas and oil in Canadian markets are vital factors in both resource development and the assurance of long-term supply.

Research and Development

In keeping with its mandate to stimulate new activities and unlock the potential of Canadian energy sources, Petro-Canada believes that

research and development must constitute an increasingly important part of its efforts. There are always unique aspects to any country's requirements and research and development require a large commercial base to support the uncertain pay-off from the investments.

Petro-Canada intends to expand its contribution to research and development in Canada, focused entirely on Canadian problems and priorities and carried out by professional talent resident in the country. The resulting technology will be directed in Canada and applied for the benefit of the Canadian energy industries and markets.

In its acquisition of the Canadian subsidiary of Atlantic Richfield Company, Petro-Canada was able to assure that ownership of basic patents for in-situ extraction of oil from oil sands was transferred to Petro-Canada. This has enabled the research and development program, of which these patents are a part, to continue in Canada for the benefit of Canada.

The Corporation decided in 1977 to develop a research facility in Calgary

to cover a wide range of research in exploration, development and recovery of conventional oils, heavy oils and bitumen and geophysical processing.

Petro-Canada and partners are also developing new technologies for offshore Arctic well completions and new drilling systems to increase Arctic exploration opportunities.

Canada Oil and Gas Act

On December 20, 1977 the Government of Canada introduced The Canada Oil and Gas Act in the House of Commons. The Act, among other things, provides a preferential treatment for Petro-Canada in selecting Crown lands for exploration. The Corporation was given the right to select up to 25% of existing and future Crown lands for a period of seven years.

Petro-Canada may acquire up to a 25% interest in land whose current tenure term of 12 years has expired without significant oil or gas discoveries having been made — when such land is available for provisional lease and special renewal permits to its previous permit holders. This latter right would be diminished where permit holders have significant Canadian equity and can be removed completely if the permit holders' Canadian equity is 35% or more.

Petro-Canada's intention is to utilize the options available to it to try to accomplish the level of activity which geological data will justify and the needs of Canada dictate. The Canadian Government's policy of ensuring a degree of Canadian participation, whether through Petro-

Canada or through other Canadian interests, is intended to increase the opportunities and benefits which may be available to Canada from its resource utilization.

Secure Access To Imported Energy

Petro-Canada believes that it is likely that Canada will, for the foreseeable future, require or find economic the purchase of some oil supplies from outside Canada. Secure access to such supplies is part of Canada's policy and must constitute one of the Corporation's goals.

Petro-Canada is making contact with its many foreign counterparts and their governments for the purpose of identifying opportunities to ensure greater security of supply of foreign-sourced energy. Participation in selective foreign exploration ventures offers the prospect of earlier deliveries of oil than the Canadian frontiers, where exploration to date has resulted in disappointingly limited amounts of new oil reserves. It may also enhance the direct access for Canada to such oil as a complement to reliance on existing worldwide networks which currently supply Canadian import requirements. While no undertakings have been made, Petro-Canada will continue to pursue the Canadian interest in access to oil in what may become a more supply-constrained market for international oil.

Environmental and Social Affairs

Petro-Canada is committed to being an industry leader in environmental

protection and social responsibility. Environmental and social considerations are incorporated into the decision-making process both at the senior levels of management and at an operational level to assure that decisions are based on an acceptable balance of economic, social and environmental factors.

Alternative Energy Sources

While Petro-Canada has focused its attention on the development of petroleum resources, the Corporation also recognizes that oil and gas cannot be the exclusive focus of future energy developments. Renewable energy sources may increasingly be developed which prove to be economically and strategically appropriate for various applications.

Petro-Canada has participated in a study to determine the technical, economic and market potential for a modular renewable energy centre. This centre would use solar, wind and biomass energy sources to generate electric energy in rural and isolated areas where connection to an energy grid or the use of diesel fuel to power electrical generation is prohibitively expensive.

Personnel

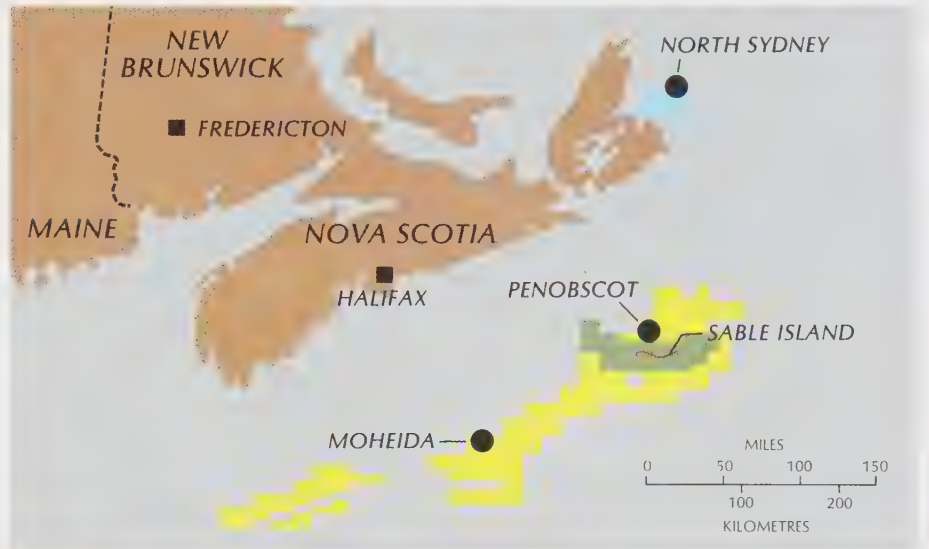
Petro-Canada in its first two years has grown substantially and has gone through a major acquisition. The first two years has seen the recruitment of a high quality team numbering over 600 which constitutes one of the Corporation's prime assets. These first two years have seen the development of a broad range of employee-related policies and services.

Exploration and Land Review

In 1977, Petro-Canada continued exploration in Canada's frontier regions, specifically the Scotian Shelf, Arctic Islands and Northwest Territories. Activity in these areas would have been significantly reduced without Petro-Canada's programs. In the well established

producing areas of Western Canada, Petro-Canada has participated in a number of ventures.

The acreage summary chart details the distribution of the 93 million acre land inventory in which Petro-Canada holds an interest.



- Murphy et al
- Mobil
- Shell

Scotian Shelf

Petro-Canada's exploration program on the Scotian Shelf was the major program in Eastern Canada's offshore region in 1977. The final well in the Shell Canada Limited farm-in program on the Scotian Shelf was drilled at Moheida P-15 and abandoned at 14,100 feet.

Petro-Canada has now fulfilled all its obligations in this program, earning a 45% interest in the 4.1 million permit acres of Shell land. An encouraging oil show, found at Penobscot L-30 in 1976, resulted in the drilling of an unsuccessful delineation well at Penobscot B-41 in 1977. The Corporation's partners in this activity, Shell and Sulpetro of Canada Limited, participated in this well.

The Corporation continued its drilling program on the Scotian Shelf in 1977 to earn a 40% interest in 1.1 million acres of Mobil Oil Canada Limited land in the Sable Island area. In June 1977, a jackup rig, suited for drilling in very shallow water, started the Sable Island drilling program which is being operated by Mobil on behalf of Petro-Canada. At year end, Migrant N-20 had reached final total depth of 14,661 feet. While one thin zone yielded a flow of gas, tests of thicker gas bearing sands did not yield sufficient gas to permit production. The well was abandoned in early 1978.

Migrant N-20 is the first well of a four-well commitment program on the West Sable block. Petro-Canada



Petro-Canada, while not yet owning any land in the area, pursued these programs in conjunction with several partners on each of the three projects in the area which in total cover 22.2 million permit acres in which Petro-Canada can earn varying interests.

Petro-Canada and its partners participated in a major environmental study costing \$1.4 million in preparation for drilling on the Aquitaine Company of Canada Limited option lands in 1979.

Eastern Arctic

In the summer of 1977, Petro-Canada acquired full ownership of three million acres at the north end of Baffin Bay. Northern Baffin Bay is a highly promising, though as yet untested, sedimentary basin which has the attributes to be a significant hydrocarbon producing area.

The Corporation is identifying the necessary environmental studies which must be undertaken in order to establish a program to ensure protection of this area which is one of the most biologically abundant areas of the Canadian Arctic.

Arctic Islands

Petro-Canada is a shareholder in Panarctic; an 18% working interest partner in the Arctic Islands Exploration Group; and a small landowner on its own in the Arctic Islands.

The Arctic Islands Exploration Group, comprised of Panarctic, Imperial Oil Limited, Gulf Oil Canada Limited and Petro-Canada, spent \$14 million in seismic surveys and exploration wells in 1977. Offshore at Drake P-40, a well was drilled on the easterly extension of the Drake Point structure. A second well

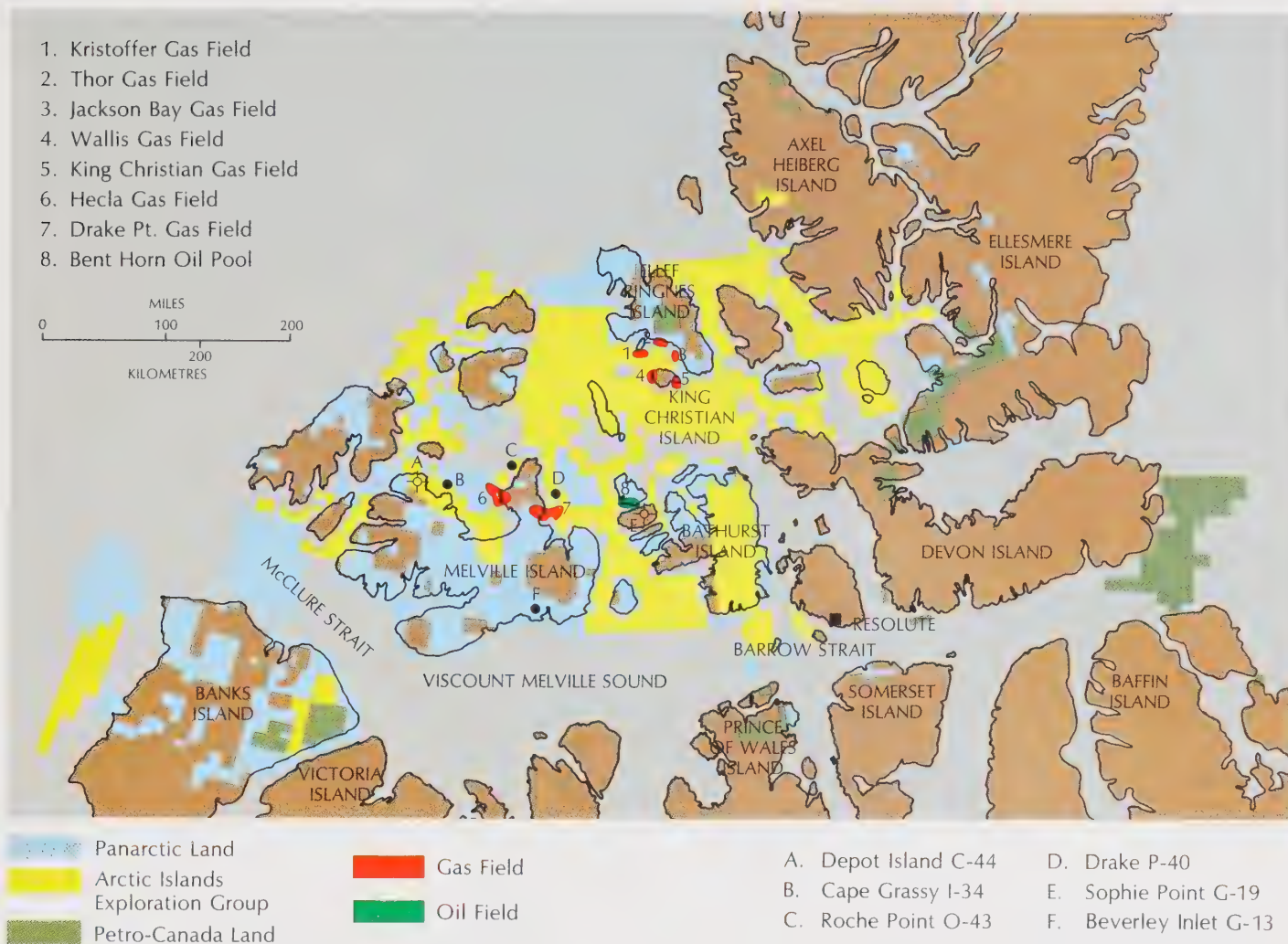
can earn a 40% interest in 640.1 thousand permit acres by the expenditure of \$40 million.

On the East Sable block, Petro-Canada is committed to drill an 18,500 foot test to earn a 40% interest in 243.9 thousand permit acres. An additional interest of 40% in 220.3 thousand permit acres can be earned by drilling a second deep test.

In February 1978, Kaiser Resources Limited joined Petro-Canada in the Sable Island farm-in program. Kaiser will acquire 25% of the interest earned by Petro-Canada by sharing in the costs of the program.

Newfoundland — Labrador Offshore

No exploratory drilling took place off Newfoundland and Labrador in 1977 due to a jurisdictional dispute between Newfoundland and the Federal Government. Exploration activities by the industry were confined to small seismic programs designed to delineate prospects to be explored when drilling is resumed.



was drilled on western Melville Island at Depot Island C-44. Both wells were unsuccessful.

Two additional offshore wildcat wells will be drilled to further explore prospects in 1978. Roche Point O-43 will be drilled on an offshore structure immediately west of the Sabine Peninsula while Cape Grassy I-34 will test an offshore prospect west of the Hecla structure.

The current programs represent full utilization of the rigs available for offshore drilling in the area. Petro-Canada is working with other companies to have designed and built an aircushioned drilling system which could be available by 1980 for Arctic offshore exploration. This could augment the traditional ice platform drilling now used in offshore work and thereby allow exploration

activity to move more quickly on Arctic offshore drilling prospects.

The Corporation is also conducting innovative studies on prediction of ice movement to fully understand the complex factors which control ice movement in the Arctic environment. This process is important to further potential exploration and development projects in the area.

Onshore, Petro-Canada joined with Panarctic and its partners to conduct an exploration program on large untested onshore structures which could contain large quantities of either gas or oil. Under this program, Petro-Canada participated in the Sophie Point G-19 well on Vanier Island which was abandoned and started a second well at Beverley Inlet G-13 which was drilling at year-end.

Seismic surveys conducted in 1977, combined with previous surveys,

have outlined numerous additional prospects in the offshore Sverdrup Basin.

In addition to those wells in which Petro-Canada participated directly, Panarctic, in which Petro-Canada has an interest, drilled three wells in the Arctic at Bent Horn M-12, Bent Horn I-01-A and Southwest Hecla C-58.

Mackenzie Delta - Beaufort Sea

Petro-Canada participated in the drilling of one onshore test in the southwestern part of the Mackenzie Delta. Fish River B-40 was drilled to a depth of 11,490 feet and was abandoned. Further seismic surveys will be run in 1978, but no further drilling is planned until 1979.

Exploration activities continued on offshore lands west of Herschel Island on 642.9 thousand permit acres of

land owned by Petro-Canada, which had been farmed out to Dome Petroleum Limited. Dome commenced preparation of the Natsek E-56 location in 1977.

Mackenzie Plain and Yukon

Petro-Canada participated in two unsuccessful exploratory wells in this area in 1976. The first was in the Yukon at Mobil Gulf Peel YT H-71 which tested a small quantity of gas. The second well, Mobil Gulf Sadene D-02, was drilled to test sands north of the area where an initial gas discovery had already been made at Tedji Lake. Petro-Canada will continue testing this play jointly with Gulf at PEX Gulf Fina Colville L-21, on a structure 20 miles east of the Tedji Lake well.

Further to the south, close to the Northwest Territories - Alberta border, Petro-Canada will join Gulf Oil in the drilling of the Arrowhead M-05 well.

British Columbia and Alberta

Petro-Canada has been involved in both British Columbia and Alberta, through exploratory and delineation drilling on its previously held lands and on some lands acquired in adjacent areas.

In 1977, Petro-Canada participated in two successful delineation wells in the Hanlan Beaverhill Lake gas field. Delineation drilling is continuing.

An active drilling program in the Bison Lake shallow gas play resulted in the drilling of six successful gas wells. Additional drilling is underway in 1978 to fully delineate this gas field.



Petro-Canada Joint Venture Lands

Acreage Summary Chart

Millions of Acres

Area	1977 Gross Acres	1977 Net Acres	Maximum Net Earnable
East Coast	32.7	4.9	9.3
Arctic Islands	39.5	1.2	5.5
Beaufort Sea, N.W.T. & Hudson Bay	15.3	6.3	7.3
British Columbia	.4	.3	.3
Alberta	3.1	2.0	2.0
Alberta Oil Sands	1.6	.6	.6
Total Acreage	(88.0) 92.6	(10.8) 15.3	(19.3) 25.0

"Net acreage" represents the land earned at year-end 1977, "maximum net earnable" shows land which can be earned if all options are exercised and includes net acreage already acquired. Comparative numbers for 1976 are shown in parentheses. This acreage table does not include the acreage held by Panarctic Oils Ltd. nor does it include any lands on which Petro-Canada may exercise preferential rights provided by legislation.

At Connorsville further wells were drilled to develop producing capability for Petro-Canada's new gas processing facility.

Delineation drilling in the Utikuma oil field resulted in the discovery of new oil reserves which added to the field producing capacity.

Operations

Production

In Western Canada, Petro-Canada held varying interests in and operated approximately 1,000 oil and gas wells, seven gas plants, 11 gas treating and compressor stations and 15 consolidated oil handling facilities. The Corporation held varying interests in numerous other oil and gas projects or units operated by other companies. During the 12 month period, Petro-Canada participated directly in 112 appraisal and development wells which resulted in 18 oil wells and 84 gas wells.

Reserves

In 1977 Petro-Canada added 2.9 million barrels of oil and natural gas liquids to its reserves. This was offset by 10.2 million barrels of production leaving reserves of 151.6 million barrels at year end. Petro-Canada added 53.6 billion cubic feet of gas to its reserves to offset production of 32.5 billion cubic feet of gas leaving reserves of 821.8 billion cubic feet at year end. All reserves are before royalties and are Petro-Canada estimates.



1977 Well Completions

	EXPLORATORY		APPRAISAL DELINEATION		DEVELOPMENT		TOTAL	
	Gross	Net	Gross	Net	Gross	Net	Gross	Net
Oil	—	—	—	—	18	10.6	18	10.6
Gas	2	1.2	18	13.6	66	40.8	86	55.6
Dry	14	6.8	5	4.5	5	3.9	24	15.2
Total	16	8.0	23	18.1	89	55.3	128	81.4

Oil and Natural Gas Liquids

The Corporation's production of oil and natural gas liquids averaged 27,975 barrels per day, before royalty. Production for 1977 was maintained at the same levels as the previous year — about 70% of capacity. The average price during 1977 for these products was \$10.07 per barrel. Major fields contributing to Petro-Canada's production included Swan Hills, Bellshill Lake and Nipisi.

Natural Gas

Gas production averaged 88.9 million cubic feet per day, before royalty. By comparison, during 1976 production averaged 87.8 million cubic feet per day. Major fields contributing to the Corporation's gas production were the Alderson, Medicine Hat, and Keg River shallow gas operations; Gold Creek; and fields in northeastern British Columbia. The average price for natural gas sold during the year was \$1.16 per thousand cubic feet.

Shallow drilling in Southern Alberta continued to highlight gas reserve development. Construction of a 30 million cubic feet per day gas plant to be operated by Petro-Canada in the Connorsville area of southeastern Alberta neared completion at year end. Construction of a 25 million cubic feet per day plant at Paddle Prairie resumed in 1977 following successful resolution of gas purchase contracts and land access rights. Connection of other shut-in gas reserves and facility modification to increase gas sales were continued in 1977.

During the year, Petro-Canada's gas production was adversely affected by industry-wide curtailment of gas contract sales due to oversupply and market constraints. These constraints further slowed contract negotiations on currently shut-in reserves. Oil prorating as a result of conservation schemes and export restrictions continued to reduce sales of oil-associated gas. These constraints reduced the Corporation's production to an average of 85% capacity during the year.



Petro-Canada Photo

Production

Oil, Condensate and Natural Gas Liquids
— 1977 (before Royalty)

	(thousands of barrels)
ALBERTA	
Swan Hills	1,829
Bellshill	1,442
Nipisi	1,371
Carson Creek North	748
Redwater	710
Utikuma	686
Swan Hills South	397
Virgina Hills	250
Snipe Lake	242
Kaybob	235
Pembina	25
Gilby	206
Other	1,205
Sub-Total	9,546
BRITISH COLUMBIA	665
TOTAL GROSS PRODUCTION	10,211

(average production
27,975 barrels per day)

Natural Gas Production — 1977
(before Royalty)

	(millions of cubic feet)
ALBERTA	
Medicine Hat	6,031
Alderson	5,381
Gold Creek	3,755
Keg River	2,499
Westlock	1,319
Kaybob	1,238
Swan Hills	1,213
Carson Creek	911
Edson	801
Sedgewick	611
Connorsville	444
Swan Hills South	421
Redwater	411
Other	2,547
Sub-Total	27,582
BRITISH COLUMBIA	4,885
TOTAL GROSS PRODUCTION	32,467

(average production 88.9
million cubic feet per day)

Syncrude

Construction of the Syncrude Project in which Petro-Canada has a 15% interest was 95% complete at year-end 1977. The Corporation's 1977 expenditures of \$88.7 million brought its total expenditures in the project at year-end to \$259.1 million. Estimated total cost of the Project is \$2.1 billion excluding related facilities and pipelines which are not directly owned by the participants. Syncrude will start up in 1978.

On December 21, 1977, Bill C-19 was introduced into the House of Commons for first reading. The Bill provides amendments to the Petroleum Administration Act to give effect to a Federal Government commitment to allow international prices for the production of the Syncrude Project.

P.C.I. Project

Petro-Canada is operator for the P.C.I. project, a three company consortium of Petro-Canada, Canada-Cities Service Limited and Imperial Oil Limited, which holds 1.2 million acres in 34 leases of in-situ acreage in the Alberta oil sands.

The design and cost estimate for the installation and operation of a small field pilot to test the electric pre-heat/steam drive recovery process, for which Petro-Canada has the basic patents, were completed in 1977. The P.C.I. Group has sought funding for this initial pilot from various sources.

As required by regulation, the P.C.I. Group submitted a five-year work program to the Alberta Department of Energy and Natural Resources. Accepted in June 1977, the work program will commence with 33 core holes to evaluate the leases in the



Petro-Canada Photo



Syncrude Canada Ltd.

northwest portion of the group's holdings. The total cost of this drilling program, to be carried out in the first quarter of 1978, is estimated at a gross of \$2.5 million of which Petro-Canada's share is \$833.0 thousand. The P.C.I. Group plans to continue with the evaluation of its 34 leases with similar core hole drilling programs during the next three drilling seasons.

Conventional Heavy Oil

Heavy oil deposits in Canada, estimated to be in the order of one trillion barrels, are a large and relatively untapped energy resource. Petro-Canada has been actively engaged in an examination of the magnitude of these reserves, the technical aspects of their producibility and the technology and economics of their production and upgrading. This program has been sufficiently encouraging to Petro-Canada to justify more detailed

work. Petro-Canada's initiatives have helped to accelerate the industry work for heavy oil development.

Despite the fact that Petro-Canada has no land rights in the area, and therefore no heavy oil production, it will continue to pursue both technical and economic studies essential to launching the substantial development and upgrading of heavy oils necessary to bring this potential resource into full utilization.

Polar Gas

Petro-Canada continued as a participant in the Polar Gas Project during 1977.

The Polar Gas Project has concluded, based on its studies and current reserves forecasts, that a natural gas pipeline is the preferred means of transporting large quantities of natural gas from the Arctic Islands.

Originating on Melville Island, the 2,300 mile line will move gas through the Northwest Territories, and Manitoba into Ontario where it will terminate at an interconnection with the TransCanada PipeLine system near Longlac, Ontario.

Polar Gas made application on December 21, 1977 to the National Energy Board and the Department of Indian and Northern Affairs for the necessary approvals to construct and operate the pipeline.

Petro-Canada, in accordance with its Polar Gas Participation Agreement, did not participate in these applications, but is continuing to help finance the research and engineering necessary for this project pending the location of the required volumes of gas in the Arctic Islands to fill the proposed pipeline system.



Petro-Canada Drawing

Arctic Pilot Project

During 1977, Petro-Canada completed the preliminary engineering and economic evaluation of producing liquefied natural gas (LNG) in the Arctic Islands and transporting it by icebreaking tankers to southern markets. This project is being developed as a joint venture of Petro-Canada (project leader) and The Alberta Gas Trunkline Company Limited. Melville Shipping Limited, a consortium of Canadian companies, is participating in the development and design of the transportation system.

The project involves the construction and operation of facilities to transport 250 million cubic feet per day of natural gas to be produced in the Melville Island area to East Coast markets.

The construction of this system would provide a start for production and deliveries from the Arctic Islands. It would give actual operating experience for construction,

production and transportation in this remote and difficult environment as well as advance the technology and operating experience in ice breaking transportation.

The preliminary evaluation studies have included engineering analyses of pipelining, plant design, construction logistics and LNG tanker construction and operations in the Canadian Arctic, as well as the environmental and social impact of such activities.

Environmental and Social Affairs

Environmental and social factors are intimately inter-related to the economic feasibility of energy development projects. Petro-Canada is committed to being an industry leader in environmental protection and social responsibility.

Environmental and social considerations include impacts on local communities and settlements, as well as impacts on the biophysical environment. These elements are incorporated into Petro-Canada's decision-making process through early and thorough impact studies and community consultations, to assure that decisions are based on an acceptable balance of economic, social and environmental factors.

During 1977, the corporate environmental and social affairs office, which reports to the President, completed the implementation of an environmental management strategy which decentralizes responsibilities to the operating levels and integrates

policies and guidelines at the corporate level. The corporate office continues to provide policy advice to senior management and represents Petro-Canada in many interactions with government and other organizations.

Petro-Canada is currently planning a multi-million dollar environmental study to meet the requirements of the Eastern Arctic Marine Environmental Study and assure that full account is taken of the interest and concern of northerners who may be affected by the proposed development.

Petro-Canada has undertaken substantial studies in conjunction with its work on the Arctic Pilot Project. Environmental impacts have been an important consideration in the analysis of heavy oil development in Alberta and Saskatchewan.



Financial Review

Petro-Canada is wholly owned by the Federal Government and its shares cannot be issued to any other holders under the terms of the Petro-Canada Act, the law under which the Corporation was established as a Crown Corporation and agent of the Government. Parliamentary approval is required for the Government to invest funds in the Corporation.

The Petro-Canada Act gave Parliamentary authority to the Government to invest up to \$1.5 billion in the Corporation. However, the actual advancing of these funds is intended to occur over a period of years and only against capital projects whose budgets have been approved by various Governmental authorities.

Each autumn the Corporation prepares an annual capital budget for the forthcoming calendar year. Expenditures on these projects can only occur, regardless of the source of funds, following approval of the Governor-in-Council, on the recommendation of the Minister of Energy, Mines and Resources, the Minister of Finance, and the President of the Treasury Board.

Since January of 1976 when the Corporation began business, the government has invested \$280.0 million in the common shares and \$258.3 million in preferred shares of the Corporation, a total of \$538.3 million of the \$1.5 billion which the Government is authorized to invest. The Government's declared intention was that the total funds contemplated by the Act should see the Corporation through its first 5 - 7 years of activity, depending upon the opportunities for worthwhile projects.

In addition to this source of funds, Petro-Canada has incurred outside debt in the amount of \$244.0 million of which \$214.0 million remained outstanding at December 31, 1977.

The Corporation's operating revenue of \$88.7 million was generated almost entirely from oil and gas production. This represents an increase of \$57.2 million over the 1976 amount and reflects slight production increases for both oil and gas, higher prices for both these products, and the inclusion of a full 12 months of Petro-Canada Exploration Inc.'s results. This wholly-owned subsidiary was acquired August 1, 1976. Additional income was generated from cash balances on hand through the course of the year resulting in total revenue of \$92.7 million.

Earnings before taxes of \$30.4 million in 1977 are up from \$14.5 million in 1976. While sufficient deductions were available to eliminate current income taxes, full provision was made for deferred income taxes of \$20.9 million, leaving net earnings of \$9.5 million for the year. This compares with a deferred tax provision of \$11.2 million for 1976 and net earnings of \$3.3 million for that year.

After deducting all administrative and operating expenditures from the total revenue of \$92.7 million, operations provided \$55.9 million of funds in 1977 compared with \$23.8 million in 1976. In addition to these funds, shares were issued to the Government of Canada for \$154.5 million in cash and \$4 million in additional long-term debt was incurred, resulting in a total source of funds of \$214.4 million. A further \$14.9 million was provided from working capital for a total of \$229.3 million which was used as follows:

	(million)
Oil & Gas exploration & development	\$ 78.1
Bituminous sands (mainly Syncrude)	89.1
Panarctic Oils Ltd.	11.8
Reductions of long-term debt	40.4
Polar Gas, heavy oil and Arctic LNG Projects (Deferred charges)	9.9
	<u>\$229.3</u>

At December 31, 1977 there was a working capital deficit of \$3.8 million which was eliminated in January 1978 by the issue of preferred shares to the Government for \$25.5 million cash.

Compared with 1976, when the funds used totalled \$636.5 million, there was a significant reduction in 1977. The greater use of funds in 1976 was a result of the Corporation's acquisition of the Government's interests in the Syncrude Project and Panarctic; and the acquisition of its wholly-owned subsidiary, Petro-Canada Exploration Inc.

At the end of 1977, the Corporation's assets totalled \$878.7 million (recorded at their acquisition cost less any related depreciation, depletion or amortization) — consisting of current assets of \$48.1 million; investment in Panarctic Oils Ltd. of \$91.8 million; property, plant and equipment of \$718.8 million (of which \$259.1 million are assets related to Syncrude Project) and other assets of \$20.0 million.

Liabilities, including long-term debt of \$193.6 million, amounted to \$245.5 million and the accumulated provision for deferred income taxes was \$82.1 million. Shareholder's equity at December 31, 1977 was \$551.1 million, an increase of \$164.0 million from the balance at the end of 1976.

Consolidated Balance Sheet

As at December 31, 1977

	1977	1976
Assets		
CURRENT ASSETS		
Cash and short-term deposits	\$ 21,453,000	\$ 33,886,000
Accounts receivable	20,392,000	17,195,000
Inventories	4,009,000	2,625,000
Portion of long-term receivables due within one year	1,651,000	651,000
Prepaid expenses	572,000	474,000
	<u>48,077,000</u>	<u>54,831,000</u>
INVESTMENT IN PANARCTIC OILS LTD. (Note 3)	<u>91,807,000</u>	<u>80,000,000</u>
PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT, net (Note 4)	<u>718,846,000</u>	<u>576,309,000</u>
OTHER ASSETS, at cost		
Long-term receivables, net	2,045,000	2,049,000
Work performance deposits	1,011,000	807,000
	<u>3,056,000</u>	<u>2,856,000</u>
DEFERRED CHARGES (Note 5)	<u>16,910,000</u>	<u>7,020,000</u>
On behalf of the Board		
		
Director		
		
Director		
	<u>\$878,696,000</u>	<u>\$721,016,000</u>

	1977	1976
Liabilities		
CURRENT LIABILITIES		
Accounts payable and accrued liabilities	\$ 31,466,000	\$ 33,699,000
Portion of long-term debt due within one year	20,400,000	10,000,000
	<u>51,866,000</u>	<u>43,699,000</u>
LONG-TERM DEBT (Note 6)	<u>193,600,000</u>	<u>230,000,000</u>
DEFERRED INCOME TAXES	<u>82,082,000</u>	<u>60,184,000</u>

Shareholder's Equity

CAPITAL (Note 8)		
Preferred shares	258,300,000	158,800,000
Common shares	<u>280,000,000</u>	<u>225,000,000</u>
	538,300,000	383,800,000
RETAINED EARNINGS	<u>12,848,000</u>	<u>3,333,000</u>
	<u>551,148,000</u>	<u>387,133,000</u>
COMMITMENTS (Note 9)		

	<u><u>\$878,696,000</u></u>	<u><u>\$721,016,000</u></u>
--	-----------------------------	-----------------------------

Consolidated Statement of Earnings and Retained Earnings

For the Year Ended December 31, 1977

	1977	1976 (Note 2)
REVENUE		
Operating revenue	\$88,718,000	\$31,504,000
Interest and other revenue	3,975,000	7,835,000
	<u>92,693,000</u>	<u>39,339,000</u>
EXPENSES		
Operating	13,810,000	5,541,000
General and administrative	13,198,000	5,238,000
Interest on long-term debt	10,553,000	5,157,000
Depreciation	2,854,000	1,082,000
Depletion	17,028,000	7,226,000
Amortization	4,589,000	546,000
Research	248,000	—
	<u>62,280,000</u>	<u>24,790,000</u>
EARNINGS BEFORE INCOME TAXES	<u>30,413,000</u>	<u>14,549,000</u>
PROVISION FOR INCOME TAXES (Note 7)		
Deferred	21,898,000	11,633,000
Alberta royalty tax credit	(1,000,000)	(417,000)
	<u>20,898,000</u>	<u>11,216,000</u>
NET EARNINGS FOR PERIOD	9,515,000	3,333,000
RETAINED EARNINGS AT BEGINNING OF PERIOD	3,333,000	—
RETAINED EARNINGS AT END OF PERIOD	<u>\$12,848,000</u>	<u>\$ 3,333,000</u>

Consolidated Statement of Changes in Financial Position

For the Year Ended December 31, 1977

	1977	1976 (Note 2)
SOURCE OF FUNDS		
Net earnings for period.....	\$ 9,515,000	\$ 3,333,000
Add charges not involving an outlay of funds.....	46,369,000	20,487,000
Funds provided from operations	55,884,000	23,820,000
Proceeds from issue of long-term debt.....	4,000,000	240,000,000
Proceeds from issue of shares	154,500,000	383,800,000
	<u>214,384,000</u>	<u>647,620,000</u>
USE OF FUNDS		
Acquisition of subsidiary company	—	342,440,000
Less working capital acquired	—	10,275,000
	—	332,165,000
Investment in Panarctic Oils Ltd.....	11,807,000	80,000,000
Acquisition of property, plant and equipment.....	166,958,000	206,897,000
Increase in other assets.....	200,000	406,000
Increase in deferred charges.....	9,940,000	7,020,000
Reduction of long-term debt	40,400,000	10,000,000
	<u>229,305,000</u>	<u>636,488,000</u>
INCREASE (DECREASE) IN WORKING CAPITAL	(14,921,000)	11,132,000
WORKING CAPITAL AT BEGINNING OF PERIOD	<u>11,132,000</u>	—
WORKING CAPITAL (DEFICIENCY) AT END OF PERIOD ...	<u>\$ (3,789,000)</u>	<u>\$ 11,132,000</u>

Notes to Consolidated Financial Statements

December 31, 1977

(tabular amounts shown in thousands of dollars)

1. Summary of Significant Accounting Policies

(a) Basis of Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of Petro-Canada ("the Corporation") and its wholly owned subsidiary, Petro-Canada Exploration Inc. The excess of the purchase price of the subsidiary over the underlying net book value at the date of acquisition has been allocated to the related assets acquired and additional depletion and amortization provided accordingly.

(b) Inventories

Inventories are valued at the lower of cost and net realizable value.

(c) Investment in Panarctic Oils Ltd.

The Corporation accounts for its investment in Panarctic Oils Ltd. on the equity method. The activities of Panarctic Oils Ltd. are in the exploratory stage and all expenses less sundry income have been capitalized; the company is deemed not to have earned a profit or sustained a loss.

(d) Property, Plant and Equipment

The Corporation follows the full cost method of accounting for oil and gas properties whereby all costs relating to the exploration for and development of oil and gas reserves are capitalized. Such costs include those related to lease acquisitions, geological and geophysical activities, carrying charges of non-producing properties, drilling both productive and non-productive wells and overhead related to exploration.

The costs incurred, except as noted below, are depleted on the unit of production method based on estimated proven oil and gas reserves. For purposes of calculating depletion, natural gas production and reserves are converted to equivalent barrels of crude oil based on the relative energy content of each commodity. In addition, separate cost centres have been established for each of the Frontier areas, presently comprising Mackenzie Delta/Beaufort Sea, Arctic Islands, Labrador Shelf and Scotian Shelf. Annual costs accumulated in these separate cost centres are amortized on a straight line basis over the period during which exploration activity in each cost centre is expected to continue. Where exploration proves to be successful, amortization will be suspended and the unamortized balance of the cost centre will be depleted on the unit of production method when production commences. Where exploration proves to be unsuccessful and the cost centre is condemned or abandoned, the unamortized balance of that cost centre will be charged to earnings at that time.

Expenditures on the Syncrude Project and related leases are accumulated in a separate cost centre and will be depleted on the unit of production method when production commences. Expenditures on other bituminous sands leases are also accumulated in a separate cost centre and are amortized, depleted or otherwise charged to earnings in accordance with the policy described above for the Frontier areas.

Depreciation of plant and production equipment directly associated with oil and gas activities is provided on the unit of production method. Depreciation of other property and equipment is provided on the straight line method at rates varying from 10% to 25%, designed to amortize the cost of the assets over their estimated useful lives.

(e) Deferred Charges

The Corporation is deferring costs relating to its participation in the Polar Gas Project. These costs relate to feasibility studies in connection with a gas transmission system from the Arctic Islands to Eastern Canada. Under the participation agreement, subject to the project's feasibility and approval by the necessary regulatory authorities, the participants shall be entitled to have the costs they have incurred treated as an equity investment in a company incorporated to construct and operate the transmission facilities, or be reimbursed out of any financing of such company. In the event that a decision is made not to proceed with the project, costs will be charged to earnings at that time.

Costs incurred on feasibility studies involving economic evaluation and preliminary engineering relating to an Arctic Liquefied Natural Gas Project and to the production of hydrocarbons from conventional heavy oil deposits are being deferred. When production commences, total expenditures will be amortized based on the estimated useful lives of the projects. In the event that a decision is made not to proceed with a project, all associated costs will be charged to earnings at that time.

Debt issue expense is being amortized on a straight line basis over the life of the debt.

(f) Research Costs

Research costs are charged against income as incurred.

(g) Income Taxes

The Corporation makes full provision for income taxes deferred as the result of claiming tax depreciation, exploration, development and other costs which exceed the related amounts charged to expense in the financial statements.

2. Comparative Figures

The Corporation was incorporated pursuant to an Act of the Parliament of Canada which received Royal Assent on July 30, 1975. The inaugural meeting of the Board of Directors was held on January 20, 1976 after which operations commenced. Effective August 1, 1976 the Corporation acquired all of the issued shares of its subsidiary company. Accordingly, the 1976 comparative figures in the consolidated statements of earnings and retained earnings and changes in financial position include the operating results of the subsidiary company from August 1 to December 31, 1976.

Certain reclassifications have been made to the 1976 comparative figures to conform with the current year's presentation.

3. Investment in Panarctic Oils Ltd.

During 1977, the Corporation subscribed to a further financing of Panarctic Oils Ltd., increasing its investment at December 31, 1977 to \$91,807,000 (1976 - \$80,000,000). This additional investment maintained the Corporation's ownership of the issued common shares of Panarctic Oils Ltd. at approximately 45%. These shares are not traded on the open market and therefore do not have a quoted market value.

4. Property, Plant and Equipment

Property, plant and equipment consists of:

	1977			1976
	Cost	Accumulated Depreciation, Depletion and Amortization	Net	Net
Oil and gas properties				
— Non-Frontier areas	\$350,490	\$23,990	\$326,500	\$322,890
— Frontier areas	76,934	4,733	72,201	27,438
Plant and production equipment	47,502	2,679	44,823	41,571
Bituminous Sands				
— Syncrude Project and related leases (construction in progress)	259,064	—	259,064	170,405
— Other bituminous sands leases and expenditures thereon	10,737	352	10,385	10,254
Other property and equipment	6,540	667	5,873	3,751
	<u>\$751,267</u>	<u>\$32,421*</u>	<u>\$718,846</u>	<u>\$576,309</u>

*consists of depreciation — \$3,346,000, depletion — \$23,990,000 and amortization — \$5,085,000 (at December 31, 1976 — \$1,082,000, \$7,226,000 and \$546,000 respectively).

5. Deferred Charges

Deferred charges consist of:

	1977	1976
At cost:		
Polar Gas Project	\$ 10,887	\$ 7,020
Heavy oil projects	3,504	—
Arctic Liquefied Natural Gas Project	2,000	—
Other	211	—
Unamortized debt issue expense	308	—
	<u>\$ 16,910</u>	<u>\$ 7,020</u>

6. Long-Term Debt

Long-term debt consists of:

	1977	1976
Bank Income Debentures	\$210,000	\$ —
Income Debenture	—	240,000
Other long-term debt, non-interest bearing	4,000	—
	<u>214,000</u>	<u>240,000</u>
Less principal due within one year	20,400	10,000
	<u>\$193,600</u>	<u>\$230,000</u>

Bank Income Debentures

On February 1, 1977 the Corporation issued Bank Income Debentures to a Canadian chartered bank in the amount of \$240 million, which have maturity dates from December 31, 1978 to December 31, 1983 and bear interest at approximately 52% of the bank's prime lending rate, as announced from time to time. No deduction is allowed under the Income Tax Act for interest expense relating to the Bank Income Debentures (Note 7). The proceeds of the issue were used to repay an Income Debenture which was outstanding at December 31, 1976, held by the same bank.

While the Bank Income Debentures are not secured by any charge against the assets of the Corporation, there are certain restrictions with respect to the disposition or encumbrance of the investment by the Corporation in its subsidiary company.

Repayment of Long-term Debt

The minimum repayment of long-term debt in each of the next five years is as follows:

1978 - \$20,400,000, 1979 - \$30,400,000, 1980 - \$40,400,000, 1981 - \$ 50,400,000, 1982 - \$50,400,000.

7. Income Taxes

The provision for income taxes of \$20,898,000 (1976 - \$11,216,000) differs from the result which would be obtained by applying the combined Canadian Federal and Provincial income tax rate of 47% to the earnings before income taxes of \$30,413,000 (1976 - \$14,549,000). This difference results from the following items:

	1977		1976	
	Amount	% of earnings before income taxes	Amount	% of earnings before income taxes
Computed "expected" tax expense	\$14,294	47.0%	\$ 6,838	47.0%
Increase (decrease) in taxes resulting from:				
Royalties and other payments				
to Provincial Governments	25,311	83.2	9,462	65.0
Provincial income tax rebate plans	(4,463)	(14.7)	(1,126)	(7.7)
Tax depletion on Canadian production income	(8,611)	(28.3)	(3,402)	(23.4)
Federal resource allowance	(13,156)	(43.3)	(5,060)	(34.8)
Federal frontier exploration allowances	(2,568)	(8.4)	—	—
Non-deductible interest on Bank				
Income Debentures (Note 6)	4,960	16.3	2,424	16.7
Amortization of excess of assigned value over				
book value of assets acquired on				
purchase of subsidiary company	5,131	16.9	2,080	14.3
Provision for income taxes	<u>\$20,898</u>	<u>68.7%</u>	<u>\$11,216</u>	<u>77.1%</u>

8. Capital

Authorized:

The initial authorized capital of the Corporation was \$500 million divided into 100 common shares of the par value of \$5 million each. This was increased to 116 common shares on the acquisition of the capital stock of Panarctic Oils Ltd.

Pursuant to the Petro-Canada Act, and subject to certain conditions and limitations as to the aggregate amount, the authorized capital of the Corporation is increased by the issue of preferred shares. Accordingly, at any time, the authorized and issued preferred shares are identical. At December 31, 1977, 258,299,853 preferred shares of the par value of \$1 each had been issued. Such preferred shares, which are redeemable at par at the option of the Corporation, carry no stated rate of dividend and are non-cumulative.

Issued (to the Government of Canada):

	1977		1976	
	Number of Shares	Consideration	Number of Shares	Consideration
Common Shares				
Balance at beginning of period	45	\$225,000	—	\$ —
For cash	11	55,000	29	145,000
In consideration for the acquisition of				
the investment and obligations of the				
Government of Canada in Panarctic Oils Ltd.	—	—	16	80,000
Balance at end of period	<u>56</u>	<u>\$280,000</u>	<u>45</u>	<u>\$225,000</u>
Preferred Shares				
Balance at beginning of period	158,799,853	\$158,800	—	\$ —
For cash	99,500,000	99,500	65,000,000	65,000
In consideration for the acquisition of				
the interests of the Government				
of Canada in the Syncrude Project	—	—	93,799,853	93,800
Balance at end of period	<u>258,299,853</u>	<u>\$258,300</u>	<u>158,799,853</u>	<u>\$158,800</u>

9. Commitments

In addition to commitments incurred in normal exploration activities, the Corporation has the following undertakings:

- (a) The Corporation is a participant in a project operated by Syncrude Canada Ltd. to produce synthetic crude oil from the Athabasca Oil Sands. The project is expected to be completed in 1978 at an estimated cost of \$2.1 billion. The Corporation's 15% interest will require a total commitment of approximately \$315 million of which \$259 million had been expended to December 31, 1977. Associated with the Syncrude Project are facilities which are not owned by the participants, consisting of an electricity generating plant, a fuel gas supply pipeline and a pipeline to transport plant product to Edmonton. The Corporation, together with the other participants, has minimum usage commitments relating to these facilities.
- (b) The Corporation is committed to expenditures of approximately \$8 million in connection with the financing of Panarctic Oils Ltd.

10. Remuneration of Directors and Officers

During 1977 the Corporation had ten directors and fifteen officers of whom three served in both capacities (1976 - ten directors and ten officers of whom three served in both capacities). The following aggregate remuneration was paid or payable:

	Directors		Officers	
	1977	1976	1977	1976
By Petro-Canada	\$ 57	\$ 34	\$727	\$308
By subsidiary company	—	—	83	—
	<u>\$ 57</u>	<u>\$ 34</u>	<u>\$810</u>	<u>\$308</u>

11. Anti-Inflation Program

The Corporation is subject to the Anti-Inflation Act which provides for a restraint on profit margins and compensation to employees.

12. Subsequent Event

Subsequent to December 31, 1977 the Corporation issued 25,500,000 preferred shares of the par value of \$1 each to the Government of Canada for a cash consideration of \$25,500,000.

Auditors' Report

To The Honorable Alastair W. Gillespie, P.C., M.P.
The Minister of Energy, Mines and Resources
House of Commons
Ottawa, Canada

We have examined the consolidated balance sheet of Petro-Canada as at December 31, 1977 and the consolidated statements of earnings and retained earnings and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly the financial position of the corporation as at December 31, 1977 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding period.

We further report as required by Section 77 (1) of the Financial Administration Act that, in our opinion, proper books of account have been kept by the corporation and the transactions that have come under our notice have been within the powers of the corporation.

Calgary, Canada
February 25, 1978

Peat, Marwick, Mitchell & Co.

Chartered Accountants

9. Engagements

En plus d'engagements résultant des activités normales d'exploration, la Société s'est engagée ainsi:

- (a) La Société participe à un projet dirigé par Syncrude Canada Ltd. visant à produire du pétrole synthétique brut à partir des sables pétroliers de l'Athabasca. Le projet doit être complet en 1978 à un coût d'environ \$2.1 milliards. L'intérêt de 15% que détient la Société exigera un engagement total de \$3.15 millions, dont \$259 millions avaient été utilisés au 31 décembre 1977. Liées au Projet Syncrude sont des installations qui ne sont pas détenues par les participants, comportant un groupe générateur, un pipe-line de gaz combustible et un pipe-line pour transporter le produit de l'usine à Edmonton. La Société et les autres participants ont des ententes d'utilisation minimale portant sur ces installations.
- (b) La Société s'est engagée à dépenser environ \$8 millions à l'égard du financement de Panarctic Oils Ltd.

10. Rémunération des administrateurs et des cadres

Au cours de 1977 le total des administrateurs de la Société s'est chiffré par dix et il y avait également quinze cadres supérieurs, dont trois qui ont siégé aux deux titres (1976 - dix administrateurs et dix cadres supérieurs, dont trois qui siègeront aux deux titres). La rémunération globale suivante a été payée ou est à payer:

Cadres supérieurs		Administrateurs	
1977	\$727	1976	\$34
1976	\$308	1977	\$57
—	83	—	—
Par Petro-Canada		Par la filiale	

11. Programme anti-inflation

La Société est soumise à la Loi anti-inflation qui prévoit des restrictions sur les marges de profits et sur la rémunération des employés.

12. Événement subséquent

Après le 31 décembre 1977, la Société a émis 25,500,000 actions privilégiées d'une valeur nominale de \$1 chacune au Gouvernement du Canada pour une considération en espèces de \$25,500,000.

Rapport des vérificateurs

à l'honorable Alastair W. Gillespie, C.P., député
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Chambre des Communes
Ottawa, Ontario

Nous avons vérifié le bilan consolidé de Petro-Canada au 31 décembre 1977 ainsi que les états consolidés des résultats et des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

A notre avis, ces états financiers présentent la situation financière de la Société au 31 décembre 1977 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date, selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de la période précédente.

Nous estimons également, en vertu de l'article 77 (1) de la Loi sur l'administration financière, qu'à notre avis, la Société a tenu les livres de comptabilité appropriés et que les opérations de la Société venues à notre connaissance étaient de la compétence de la Société.

Loat, Maurice, Mitchell & Cie

8. Capital

Autorisé:

Le capital initial autorisé de la Société était de \$500 millions répartis en 100 actions ordinaires d'une valeur nominale de \$5 millions chacune. Ce capital initial fut porté à 116 actions ordinaires à l'acquisition du capital-actions de Panarctic Oils Ltd.

En vertu de la Loi créant Petro-Canada et sous réserve de certaines conditions et limites quant au montant global, le capital autorisé de la Société est augmenté par l'émission d'actions privilégiées. Par conséquent, les actions privilégiées autorisées et émises représentent un montant identique en tout temps. Au 31 décembre 1977, 258,299,853 actions privilégiées d'une valeur au pair de \$1 chacune avaient été émises. Ces actions privilégiées, rachetables au pair au gré de la Société, ne comportent aucun taux déclaré de dividende et ce dividende n'est pas cumulé.

Émis (au Gouvernement du Canada)

		1977		1976	
		Montant	Pourcentage du bénéfice avant les impôts	Montant	Pourcentage du bénéfice avant les impôts
Calcul de la dépense d'impôt "prévue", résultant de:		\$14,294	47.0%	\$ 6,838	47.0%
Augmentation (diminution) des impôts résultant de:					
Redevances et autres paiements à des gouvernements provinciaux		25,311	83.2	9,462	65.0
Programme de rabais provinciaux d'impôt sur le revenu		(4,463)	(14.7)	(1,126)	(7.7)
Épuisement fiscal sur les revenus provenant de la production canadienne		(8,611)	(28.3)	(3,402)	(23.4)
Dédution fédérale en matière de ressources		(13,156)	(43.3)	(5,060)	(34.8)
Dédution fédérale au titre de l'exploration en régions éloignées		(2,568)	(8.4)	—	—
Intérêt non déductible sur les débentures bancaires à intérêt conditionnel (Note 6)		4,960	16.3	2,424	16.7
Amortissement de l'excédent de la valeur attribuée sur la valeur comptable de l'actif acquis lors de l'achat de la filiale		5,131	16.9	2,080	14.3
Provision pour impôts sur le revenu		\$20,898	68.7%	\$11,216	77.1%
Actions ordinaires					
Solde au début de la période		45	\$225,000	—	\$ —
Au comptant		11	55,000	29	145,000
En considération de l'acquisition du placement et des engagements du Gouvernement du Canada dans Panarctic Oils Ltd.		—	—	16	80,000
Solde à la fin de la période		56	\$280,000	45	\$225,000
Actions privilégiées					
Solde au début de la période		158,799,853	\$158,800	—	\$ —
Au comptant		99,500,000	99,500	65,000,000	65,000
En considération de l'acquisition de la part du Gouvernement du Canada au Projet Syncrude		—	—	93,799,853	93,800
Solde à la fin de la période		258,299,853	\$258,300	158,799,853	\$158,800

7. Impôts sur le revenu

La provision pour impôts sur le revenu de \$20,898,000 (1976 - \$11,216,000) diffère du résultat que l'on obtiendrait si l'on appliquait le taux d'imposition de 47% alliant l'impôt fédéral et l'impôt provincial au bénéfice de \$30,413,000 (1976 - \$14,549,000) avant impôts sur le revenu. Cette différence provient des éléments suivants:

1978 - \$20,400,000, 1979 - \$30,400,000, 1980 - \$40,400,000, 1981 - \$50,400,000, 1982 - \$50,400,000.

Le remboursement minimum de la dette à long terme au cours de chacun des cinq prochains exercices est comme suit:

Remboursement de la dette à long terme

placement que la Société possède dans sa filiale.

Bien que les Déventures bancaires à intérêt conditionnel ne soient pas garanties par quelque lien que ce soit sur l'actif de la Société, il existe tout de même certaines restrictions quant à la possibilité d'aliéner ou d'engager le

conditionnel qui était en cours le 31 décembre 1976 et détenue par la même banque.

Le 1^{er} février 1977, la Société a émis des Débentures bancaires à intérêt conditionnel au profit d'une banque à charte canadienne pour la somme de \$240 millions, échéant du 31 décembre 1978 au 31 décembre 1983 et portant intérêt à environ 5,2 % du taux d'intérêt préférentiel de cette banque, tel que déclaré de temps à autre. Selon la Loi de l'impôt sur le revenu, aucune déduction n'est admise pour le coût de l'intérêt relié à la Débenture bancaire à intérêt conditionnel (Note 7). Les produits de l'émission ont été utilisés pour rembourser une Débenture à intérêt

Débentures bancaires à intérêt conditionnel

1976	1977	
\$ —	\$210,000	Déventures bancaires à intérêt conditionnel
240,000	—	Déventure à intérêt conditionnel
—	4,000	Autre dette à long terme, ne portant pas intérêt
240,000	214,000	Moins le capital échéant d'ici un an
10,000	20,400	
\$230,000	\$193,600	

La dette à long terme comporte:

6. Dette à long terme

Au prix courant:

Au prix coûtant:		
Projet Gas polaire.....	\$ 10,887	\$ 7,020
Projet Pétrole lourd	3,504	—
Projet Gas naturel liquéfié de l'Arctique.....	2,000	—
Autres	211	—
Frais non amortis d'émission de dette	308	—
	<u>\$ 16,910</u>	<u>\$ 7,020</u>
	1977	1976

Les charges reportées comportent:

Les coûts encourus se rapportant aux études de faisabilité reliées à l'évaluation économique et l'ingénierie préliminaire pour un projet du gaz naturel liquéfié de l'Arctique et pour la production d'hydrocarbures provenant de gisements conventionnels de pétrole lourd sont reportés. Lorsque la production commencera, les dépenses totales seront amorties selon les vies utiles estimatives des projets. Advenant que l'on décide de ne pas procéder avec le projet, tous les coûts connexes seront alors imputés au bénéfice.

Les frais d'émission de dette sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de la dette.

(f) Frais de recherche.

Les frais de recherche sont imputés au revenu lorsqu'encourus.

(g) Impôts sur le revenu

La Société fait toutes les provisions requises pour les impôts sur le revenu reportés du fait qu'elle réclame pour fins d'impôt un amortissement et des coûts d'exploration et d'exploitation et d'autres coûts qui dépassent les montants imputés aux frais dans les états financiers.

2. Chiffres correspondants

La Société fut constituée en corporation selon une Loi du Parlement du Canada qui a reçu la Sanction royale le 30 juillet 1975. La première réunion du Conseil d'administration a eu lieu le 20 janvier 1976; dès lors, la Société a entrepris son activité. En date du 1er août 1976, la Société a acquis toutes les actions émises de sa filiale. Par conséquent, les chiffres correspondants de 1976 dans les états consolidés des résultats et des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière comprennent les résultats d'exploitation de la filiale du 1er août au 31 décembre 1976.

On a apporté certaines reclassifications aux chiffres correspondants de 1976 afin qu'ils se conforment à la présentation de l'exercice courant.

3. Placement dans Panarctic Oils Ltd.

Au cours de 1977, la Société a souscrit du financement additionnel dans Panarctic Oils Ltd., ce qui a augmenté son placement au 31 décembre 1977 à \$91,807,000 (1976 — \$80,000,000). Ce placement additionnel a maintenu la participation de la Société dans les actions ordinaires émises de Panarctic Oils Ltd. à environ 45%. Ces actions ne sont pas transigées sur le marché libre et, par conséquent, elles n'ont pas de valeur à la cote.

4. Immobilisations

Les immobilisations comprennent:

	1977	1976
Amortissement et épuisement accumulés	Coût	Net
— Territoires gazéifères et pétrolières	\$350,490	\$322,890
— Hors des régions éloignées	76,934	27,438
— Régions éloignées	47,502	41,571
Équipement d'usine et de production	2,679	44,823
Sables bitumineux	—	259,064
— Projet Syncrude et concessions afférentes (construction en cours)	259,064	170,405
— Autres concessions de ce secteur et dépenses s'y rapportant	10,737	10,254
Autres immobilisations	6,540	3,751
	\$751,267	\$576,309
	\$32,421*	\$718,846
	667	5,873
	352	10,385
	—	259,064
	\$23,990	\$326,500
	4,733	72,201
	2,679	44,823
	—	259,064
	10,737	10,254
	6,540	3,751
	\$751,267	\$576,309

* composé d'amortissement corporel — \$3,346,000, d'épuisement — \$23,990,000 et d'amortissement incorporel — \$5,085,000 (au 31 décembre 1976 — \$1,082,000, \$7,226,000 et \$546,000 respectivement).

1. Résumé des principales pratiques comptables

(a) Principe de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Petro-Canada (la "Société") et de sa filiale en propriété exclusive, Petro-Canada Exploration Inc. L'excédent du prix d'achat de la filiale sur la valeur comptable nette sous-jacente à la date d'acquisition a été réparti à l'actif connexe acquis et il y a une provision pour l'épuisement et l'amortissement incorporé additionnels.

(b) Stocks

Les stocks sont évalués au coût ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux.

(c) Placement dans Panarctic Oils Ltd.

La Société comptabilise son placement dans Panarctic Oils Ltd. selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Les activités de la Panarctic sont au stade de l'exploration et tous les frais moins les quelques revenus divers ont été capitalisés; on estime que l'entreprise n'a enregistré ni profit, ni perte.

(d) Immobilisations

La Société a adopté, pour ses propriétés pétrolières et gazeuses, la méthode de comptabilité couvrant tous les coûts selon laquelle tous les coûts se rapportant à l'exploitation et à l'exploitation de ces réserves pétrolières et gazeuses sont capitalisés. Ces coûts incluent les frais d'acquisition des concessions, les dépenses se rapportant aux travaux de géologie et de géophysique, les frais de possession sur les territoires non exploités, les coûts de forage tant des puits producteurs que des puits improductifs et les frais généraux ayant trait à l'exploration.

Les coûts encourus, sauf comme il est noté ci-dessous, sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation basée sur les estimations de réserves pétrolières et gazeuses prouvées. Pour des fins de calcul de l'épuisement, on convertit la production et les réserves de gaz naturel en quantités équivalentes de barils de pétrole brut en se basant sur le contenu relatif d'énergie de chaque produit. De plus, on a établi des centres de coûts séparés pour chacune des régions éloignées, qui comprennent présentement le Delta du Mackenzie et la Mer de Beaufort, les îles de l'Arctique, le plateau du Labrador et celui de la Nouvelle-Écosse. Les coûts annuels accumulés dans ces centres séparés sont amortis selon la méthode linéaire durant la période au cours de laquelle on prévoit poursuivre les travaux d'exploration dans chaque région. Là où l'exploration se révèle fructueuse, l'amortissement linéaire cessera et le solde non amorti de la source des coûts sera réparti selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation lorsque débutera la production. Là où les résultats de l'exploration se seront avérés négatifs et où le centre des coûts aura été abandonné ou condamné, le solde non amorti de cette source de coûts sera alors imputé au bénéfice.

Les dépenses se rapportant au Projet Synchrude et aux concessions connexes sont accumulées dans un centre de coûts distinct et seront amorties selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation lorsque débutera la production. Les dépenses se rapportant aux autres concessions pour les sables bitumineux sont aussi accumulées dans un centre de coûts distinct et sont amorties réparties ou autrement imputées au bénéfice selon la politique énoncée ci-dessus pour les régions éloignées.

L'amortissement de l'équipement d'usine et de production directement associé aux activités pétrolières et gazeuses se fait selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation. L'amortissement des autres immobilisations s'effectue selon la méthode linéaire à des taux variant entre 10 et 25%, taux qui ont pour but d'en amortir le coût sur leur vie utile estimative.

(e) Charges reportées

La Société reporte les coûts ayant trait à sa participation dans le projet "Gaz polaire". Ces coûts se rapportent aux études de faisabilité reliées à la construction d'un gazoduc des îles de l'Arctique vers l'Est du pays. Selon l'accord de participation, les participants pourront considérer les coûts encourus comme un placement de participation dans une compagnie constituée pour construire et exploiter le gazoduc, ou être remboursés à même le financement de cette compagnie, le tout étant sujet à la possibilité de réaliser le projet et à l'approbation des organismes de réglementation. Advenant que le projet ne soit pas réalisé, les coûts seront alors imputés au bénéfice.

État consolidé de l'évolution de la situation financière

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1977

	1977	1976
PROVENANCE DES FONDS		
Bénéfice net de la période.....	\$ 9,515,000	\$ 3,333,000
Charges n'impliquant pas de déboursés.....	46,369,000	20,487,000
Fonds provenant de l'exploitation.....	55,884,000	23,820,000
Produit de l'émission de dette à long terme.....	4,000,000	240,000,000
Produit de l'émission d'actions.....	154,500,000	383,800,000
	<u>214,384,000</u>	<u>647,620,000</u>
UTILISATION DES FONDS		
Acquisition de la filiale.....	—	342,440,000
Moins le fonds de roulement acquis.....	—	10,275,000
	<u>—</u>	<u>332,165,000</u>
Placement dans Panarctic Oils Ltd.	11,807,000	80,000,000
Acquisition d'immobilisations.....	166,958,000	206,897,000
Augmentation d'autres éléments d'actif.....	200,000	406,000
Augmentation des charges reportées.....	9,940,000	7,020,000
Réduction de la dette à long terme.....	40,400,000	10,000,000
	<u>229,305,000</u>	<u>636,488,000</u>
AUGMENTATION (DIMINUTION) DU FONDS DE ROULEMENT.....	(14,921,000)	11,132,000
FONDS DE ROULEMENT AU DÉBUT DE LA PÉRIODE.....	11,132,000	—
FONDS DE ROULEMENT (NÉGATIF) À LA FIN DE LA PÉRIODE.....	<u>\$ (3,789,000)</u>	<u>\$ 11,132,000</u>

État consolidé des résultats et des bénéfices non répartis

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1977

	1977	1976
REVENUS		(Note 2)
Revenus d'exploitation.....	\$88,718,000	\$31,504,000
Revenus d'intérêt et autres	3,975,000	7,835,000
	92,693,000	39,339,000
FRAIS		
Exploitation	13,810,000	5,541,000
Frais généraux et d'administration.....	13,198,000	5,238,000
Intérêt sur la dette à long terme	10,553,000	5,157,000
Amortissement corporel.....	2,854,000	1,082,000
Épuisement.....	17,028,000	7,226,000
Amortissement incorporel	4,589,000	546,000
Recherche.....	248,000	—
	62,280,000	24,790,000
BÉNÉFICE AVANT LES IMPÔTS SUR LE REVENU	30,413,000	14,549,000
PROVISION POUR LES IMPÔTS SUR LE REVENU (Note 7)		
Reportés.....	21,898,000	11,633,000
Credit d'impôt sur les redevances de l'Alberta.....	(1,000,000)	(417,000)
	20,898,000	11,216,000
BÉNÉFICE NET DE LA PÉRIODE	9,515,000	3,333,000
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS AU DÉBUT DE LA PÉRIODE.....	3,333,000	—
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS À LA FIN DE LA PÉRIODE	\$12,848,000	\$ 3,333,000

Passif

PASSIF À COURT TERME

Comptes-fournisseurs et frais courus	\$ 31,466,000	\$ 33,699,000
Portion de la dette à long terme échéant d'ici un an	20,400,000	10,000,000
51,866,000	43,699,000	
DETTES À LONG TERME (Note 6)	193,600,000	230,000,000
IMPÔTS SUR LE REVENU REPORTÉS	82,082,000	60,184,000

Avoir des actionnaires

CAPITAL (Note 8)

Actions privilégiées	258,300,000	158,800,000
Actions ordinaires	280,000,000	225,000,000
538,300,000	383,800,000	
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS	12,848,000	3,333,000
551,148,000	387,133,000	

ENGAGEMENTS (Note 9)

\$878,696,000	\$721,016,000
---------------	---------------

Bilan consolidé

au 31 décembre 1977

Actif

	1977	1976
ACTIF À COURT TERME		
Encaisse et dépôts à court terme.....	\$ 21,453,000	\$ 33,886,000
Comptes-clients.....	20,392,000	17,195,000
Stocks.....	4,009,000	2,625,000
Portion des créances à long terme due d'ici un an.....	1,651,000	651,000
Frais payés d'avance.....	572,000	474,000
	48,077,000	54,831,000
PLACEMENT DANS PANARCTIC OILS LTD. (Note 3).....	91,807,000	80,000,000
IMMOBILISATIONS, net (Note 4).....	718,846,000	576,309,000
AUTRES ÉLÉMENTS D'ACTIF, au prix coûtant		
Créances à long terme, net.....	2,045,000	2,049,000
Dépôts de garantie sur l'exécution de travaux.....	1,011,000	807,000
	3,056,000	2,856,000
CHARGES REPORTÉES (Note 5).....	16,910,000	7,020,000
Au nom du Conseil d'administration		
Administrateur Administrateur		
	\$878,696,000	\$721,016,000

La société Petro-Canada appartient entièrement au Gouvernement du Canada et ses actions ne peuvent être émises à aucun autre détenteur en vertu des termes de la Loi sur Petro-Canada établissant Petro-Canada comme une société de la Couronne et comme un agent du Gouvernement. L'approbation du Parlement est requise chaque fois que le Gouvernement veut investir des fonds dans la Société.

La Loi sur Petro-Canada a donné l'autorité parlementaire requise permettant au Gouvernement d'investir jusqu'à \$ 1,5 milliards dans la Société. Toutefois, cette avance de fonds est censée couvrir un certain nombre d'années et servir uniquement pour des projets d'investissements dont les budgets ont été approuvés par diverses autorités gouvernementales.

Chaque automne, la Société prépare son budget annuel des investissements pour l'exercice financier qui vient. Petro-Canada peut utiliser des fonds pour ces projets, peu importe la source des fonds, uniquement après avoir reçu l'approbation du Gouverneur-en-conseil, sur recommandation du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, du ministre des Finances et du président du Conseil du Trésor.

Depuis janvier 1976, date à laquelle la Société est entrée en opérations, le Gouvernement a investi \$280 millions en actions ordinaires et \$258,3 millions en actions privilégiées de la Société pour un placement total de \$538,3 millions sur les \$ 1,5 milliards que le Gouvernement était autorisé à investir. L'intention déclarée du Gouvernement était que les fonds totaux prévus par la Loi devraient suffire à la Société durant ses cinq ou sept premières années d'activités, selon les opportunités offertes pour des projets valables.

En plus de cette source de fonds, Petro-Canada a encouru une dette extérieure au montant de \$244.0 millions depuis le début de ses opérations, dont \$214.0 millions étaient demeurés impayés au 31 décembre 1977.

La Société a tiré son revenu d'exploitation de \$88.7 millions presque entièrement de la production du pétrole et du gaz. Cela représente une hausse de \$57.2 millions par rapport au total de 1976 et reflète de légères hausses dans la production de pétrole et de gaz, des prix plus élevés pour ces deux produits et l'inclusion des résultats de Petro-Canada Exploration Inc. pour une période de douze mois entiers. Petro-Canada s'est portée seul acquéreur de cette filiale le 1^{er} août 1976. Elle a bénéficié d'un revenu additionnel par les soldes d'encaisse en main au cours de l'année, portant son revenu total à \$92.7 millions.

Le bénéfice avant les impôts sur le revenu était de \$30.4 millions en 1977, comparativement à \$14.5 millions en 1976. Bien que des déductions suffisantes étaient disponibles pour éliminer les impôts courants sur le revenu, une provision complète au montant de \$20.9 millions a été faite pour les impôts sur le revenu reportés, produisant ainsi un bénéfice net de \$9.5 millions pour l'exercice. Ces nombres se comparent avec une provision de \$11.2 millions faite pour les impôts sur le revenu reportés en 1976 et avec le bénéfice net de \$3.3 millions pour cet exercice-là.

Après déductions des frais encourus pour l'administration et les opérations du revenu total de \$92.7 millions, l'exploitation a fourni \$55.9 millions de fonds en 1977, comparativement à \$23.8 millions en 1976. En plus de ces fonds, des actions ont été émises au Gouvernement du Canada pour \$154.5 millions en argent et l'on a encouru une dette additionnelle à long terme de \$4 millions pour une provenance totale de fonds de \$214.4 millions. Une autre somme de \$14.9 millions a été fournie par le fonds de roulement pour un total de

\$229.3 millions, qui ont été utilisés de la manière suivante:

(millions)	
\$ 78.1	Exploration et exploitation de pétrole et de gaz
89.1	Sables bitumineux (surtout Syncrude)
11.8	Panarctic Oils Ltd.
40.4	Réduction de la dette à long terme
9.9	Charges reportées (Projets Gaz polaire, Pétrole lourd et GNL de l'Arctique)
\$229.3	

Au 31 décembre 1977, il y avait un déficit de \$3.8 millions dans le fonds de roulement qui a été éliminé en janvier 1978 grâce à l'émission d'actions privilégiées au Gouvernement pour \$25.5 millions en argent. En comparaison avec 1976 lorsque l'utilisation des fonds a totalisé \$636.5 millions, il y a eu une réduction significative en 1977. La plus grande utilisation de fonds en 1976 a été causée par l'acquisition par la Société des intérêts que Projet Syncrude et dans Panarctic Oils Ltd. et aussi par l'acquisition de sa filiale, Petro-Canada Exploration Inc., dont elle est l'unique propriétaire.

A la fin de 1977, l'actif de la Société était de \$878.7 millions (inscrit au coût d'acquisition moins l'amortissement corporel ou consistant en actif à court terme de \$48.1 millions; en placement dans Panarctic Oils Ltd., \$91.8 millions; en immobilisations, \$718.8 millions (dont \$259.1 millions représentent un actif relatif au Projet Syncrude) et d'autres éléments d'actif de \$20 millions.

Le passif à court terme, incluant la dette à long terme de \$193.6 millions, s'est chiffré à \$245.5 millions et la provision accumulée pour les impôts sur le revenu reportés était de \$82.1 millions. L'avoir des actionnaires était de \$551.1 millions au 31 décembre 1977, soit une augmentation de \$164.0 millions sur le solde inscrit un an plus tôt.

Les facteurs d'ordre social et écologique sont intimement liés à la rentabilité des projets de développement énergétique. Or, Petro-Canada s'est engagée à jouer le rôle de chef de file dans le domaine de la responsabilité sociale et de la protection environnementale, considérations qui incluent l'impact produit sur le milieu social comme sur l'environnement biophysique. Ces éléments sont incorporés dans le processus de prises de décisions de la Société, par le truchement d'études sérieuses réalisées très tôt et par des consultations avec les citoyens, de façon à assurer que les décisions qui sont faites respectent un équilibre acceptable des facteurs économiques, sociaux et environnementaux.

Durant 1977, le Service des Affaires sociales et de l'Environnement de la Société (qui se rapporte directement au Président) a complété la préparation de la stratégie corporative dans ce domaine ainsi que son implantation, qui décentralise les responsabilités vers

les niveaux opérationnels et intègre les politiques et les directives au niveau corporatif. Le Service continue d'agir comme conseil auprès des cadres supérieurs et il représente Petro-Canada dans de nombreuses interactions avec le Gouvernement et d'autres organismes.

La Société planifie présentement une étude écologique de plusieurs millions de dollars afin de répondre aux exigences de l'Étude de l'environnement marin de l'est de l'Arctique et d'assurer que l'on accorde toute la considération nécessaire aux soucis et à l'intérêt des autochtones qui peuvent être touchés par le développement proposé.

Petro-Canada a également entrepris des études importantes en rapport avec ses travaux sur le Projet-pilote pour l'Arctique. Les impacts écologiques ont constitué un élément important dans l'analyse du développement des pétroles lourds en Alberta et en Saskatchewan.



Mach 2 Film Productions Ltd.

Dessin graphique Petro-Canada

Projet-pilote pour l'Arctique

Durant 1977, Petro-Canada a complété l'évaluation préliminaire relative à l'ingénierie et à la rentabilité de la production du gaz naturel liquéfié (GNL) dans les îles de l'Arctique et pour son transport par des brise-glace citernes vers les marchés du Sud. Ce projet est opéré conjointement par Petro-Canada (leader du projet) et Alberta Gas Trunkline Co. Ltd. Melville Shipping Ltd., un consortium de compagnies de navigation canadiennes, participe au développement et à la conception du projet.

Le projet comprend la construction et l'opération des installations requises pour transporter quotidiennement les 250 millions de pieds cubes de gaz naturel qui seront produits dans la région de l'île Melville et acheminés vers les marchés de la Côte de l'Est. La construction de ce système de transport constituerait le début de la production et de la livraison de gaz des îles de l'Arctique et ajouterait une expérience opérationnelle

pratique pour la construction, la production et le transport dans cet environnement éloigné et difficile d'accès, tout en avançant la technologie et l'expérience opérationnelle du transport par brise-glace. Les études préliminaires d'évaluation ont inclus les analyses des travaux de génie requis pour les pipe-lines, la conception des usines, la logistique de construction et les opérations des navires-citernes de transport pour le GNL à partir de l'Arctique canadien, de même que l'impact écologique et social que peuvent produire de telles activités.

Pétrole lourd classique

Les dépôts de pétrole lourd, qu'on estime à un trillion de barils au Canada, constituent une ressource énergétique considérable et relativement vierge. Petro-Canada a participé activement aux études relatives aux quantités de ces réserves, aux aspects techniques des capacités de production et des facteurs technologiques et économiques reliés à leur valorisation et à leur production. Ce programme s'est révélé suffisamment encourageant pour que la Société entreprenne des travaux plus détaillés. L'initiative de Petro-Canada a contribué à accélérer les travaux de

concessions de la portion nord-ouest des holdings du groupe. Le coût total de ce programme de forage qui doit se faire au cours du premier trimestre de 1978 est évalué à un total brut de \$2,5 millions dont la part de Petro-Canada est de \$833,0 mille. Le Groupe P.C.I. a l'intention de poursuivre les travaux d'évaluation de ses 34 concessions par des programmes similaires de forage à peu de profondeur au cours des trois prochains hivers.

Synchrude Canada Ltd.



Gaz polaire

L'industrie dans le développement des pétroles lourds. En dépit du fait que Petro-Canada ne possède aucun droit de terrains dans la région et, par conséquent, ne compte aucune production de pétroles lourds, elle poursuivra les études techniques et économiques essentielles pour lancer les travaux de développement et de valorisation de ces pétroles lourds, qui seront nécessaires pour permettre l'utilisation complète de cette ressource potentielle.

Durant 1977, la société Petro-Canada a continué à participer au Projet Gaz polaire.

Ce Projet a conclu, en se basant sur diverses études et sur les prévisions présentes de réserves, qu'un gazoduc constituait la méthode préférée de transport pour de grandes quantités de gaz naturel à partir des îles de l'Arctique.

Ce gazoduc de 2,300 milles de longueur acheminera le gaz de l'île Melville à travers les Territoires du Nord-Ouest et le terminera en un raccordement avec le système de TransCanada Pipelines, près de Longlac, en Ontario.

Le 21 décembre 1977, Gaz polaire présentait une demande officielle à l'Office national de l'Énergie et au Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien afin d'obtenir les approbations nécessaires pour construire et opérer ce gazoduc. En conformité avec son accord de participation au Projet Gaz polaire, Petro-Canada n'a pas pris part à cette demande, mais elle continue de contribuer au financement des travaux de recherche et d'ingénierie nécessaires pour optimiser la faisabilité de ce projet, en attendant la découverte, dans les îles de l'Arctique, du volume-seuil de gaz requis pour l'exploitation du gazoduc proposé.

Production

Production de pétrole, condensés et dérivés liquides de gaz naturel en 1977 (avant redevance)

(en milliers de barils)

ALBERTA	
Swan Hills	1,829
Bellshill	1,442
Nipisi	1,371
Carson Creek nord	748
Redwater	710
Utikuma	686
Swan Hills sud	397
Virginia Hills	250
Snipe Lake	242
Kaybob	235
Pembina	225
Gilby	206
Autres	1,205
Sous-total	9,546
COLOMBIE-BRITANNIQUE	665
TOTAL:	10,211

(Production quotidienne moyenne de 27,975 barils)

Production de gaz naturel en 1977 (avant redevance)

(en millions de pieds cubes)

ALBERTA	
Medicine Hat	6,031
Alderson	5,381
Gold Creek	3,755
Keg River	2,499
Westlock	1,319
Kaybob	1,238
Swan Hills	1,213
Carson Creek	911
Edson	801
Sedgewick	611
Connorsville	444
Swan Hills sud	421
Redwater	411
Autres	2,547
Sous-total	27,582
COLOMBIE-BRITANNIQUE	4,885
TOTAL:	32,467

(Production quotidienne moyenne de 88,9 millions de pieds cubes)

Synchrude

A la fin de 1977, on avait complété à 95% la construction du Projet Synchrude dans lequel Petro-Canada possède un intérêt de 15%. Au cours de cette année, la société Petro-Canada a dépensé \$88,7 millions, ce qui a porté à un total de \$259,1 millions sa participation au Projet à la fin de 1977. Le coût total estimé du projet est de \$2,15 milliards, en excluant les pipe-lines et les installations connexes qui n'appartiennent pas directement aux participants. Synchrude commencera ses opérations en 1978.

Le 21 décembre 1977, on présentait en première lecture le Bill C-19 à la Chambre des Communes. Ce Bill comporte des amendements à la Loi sur l'administration du pétrole qui permettront au Gouvernement du Canada de tenir son engagement à l'effet de consentir des prix internationaux pour la production du Projet Synchrude.

Projet P.C.I.

Petro-Canada est responsable des opérations du Projet P.C.I., consortium de trois sociétés, (Petro-Canada, Canada-Cities Service Limited et la Cie Pétrolière Impériale Ltée) qui détient 1,2 millions d'acres dans 34 concessions de terrains in-situ dans les sables pétroliers de l'Alberta. On a complété en 1977 la conception et les estimés de coût d'installation et d'opération d'un petit champ-pilote où l'on testera le procédé de récupération par préchauffage à l'électricité suivi de poussée-vapeur pour lequel Petro-Canada possède les brevets d'invention de base. Le Groupe P.C.I. a tenté de trouver des fonds de différentes sources pour poursuivre ce projet initial.

Tel que requis par les règlements, le Groupe P.C.I. a soumis un programme de travail de cinq ans au Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles de l'Alberta. Le programme de travail, approuvé en juin 1977, commencera ses travaux par le forage de 33 trous de peu de profondeur pour évaluer les

Photo Petro-Canada



Pétrole.....	Gaz.....	Improductifs.....	Total.....				
				EXPLORATION	ÉVALUATION	DÉVELOPPEMENT	TOTAL
—	2	14	16	Net	Brut	Net	Brut
—	1.2	6.8	8.0	—	18	10.6	18
—	—	5	23	Net	4.5	3.9	86
—	—	—	—	Brut	13.6	40.8	55.6
—	—	—	—	Net	18.1	55.3	81.4
—	—	—	—	Brut	89	55.3	128
—	—	—	—	Net	5	3.9	24
—	—	—	—	Brut	66	40.8	10.6
—	—	—	—	Net	18	10.6	18

Pétrole et dérivés liquides du gaz naturel

La production quotidienne de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel de la Société a été, en moyenne, de 27,975 barils, avant redevance. On a maintenu la production en 1977 aux mêmes niveaux que durant l'année précédente — à environ 70% de la capacité. Le prix moyen de ces produits pendant 1977 a été de \$10.07 le baril. Les principaux champs qui ont contribué à la production de Petro-Canada sont ceux de Swan Hills, Bellshill Lake et Nipisi.

Gaz naturel

La production quotidienne de gaz a été, en moyenne, de 88.9 millions de pieds cubes, avant redevance. En comparaison, la production quotidienne de gaz avait été, en moyenne, de 87.8 millions de pieds cubes durant 1976. Les principaux champs qui ont contribué à la production de gaz de la Société ont été ceux de peu de profondeur de Alderson, Medicine Hat et de Keg River, de Gold Creek et des champs au nord-est de la Colombie-Britannique. Le prix moyen de vente du gaz naturel durant l'année a été de \$1.16 pour mille pieds cubes.

Les forages peu profonds dans le sud de l'Alberta ont continué d'être le point principal du développement des réserves de gaz. On avait presque complété à la fin de l'année la construction d'une usine qui sera opérée par Petro-Canada dans la région de Connorsville, au sud-est de l'Alberta, où l'on pourra produire quotidiennement 30 millions de pieds cubes de gaz. Par suite de la conclusion fructueuse de contrats d'achat de gaz et de l'acquisition de droits d'accès aux terrains, on a repris en 1977 la construction d'une usine à Paddle Prairie pouvant produire quotidiennement 25 millions de pieds cubes de gaz. On a poursuivi en 1977 les travaux de raccordement de puits aux réserves non exploitées ainsi que des travaux de modification dans quelques installations pour augmenter les ventes de gaz. Au cours de l'année, la production de gaz de Petro-Canada a été affectée par les restrictions apportées dans les contrats de vente de gaz pour toute l'industrie par suite d'un excédent dans l'offre et de contraintes du marché. Ces contraintes ont ralenti davantage les négociations de contrats relatifs aux réserves présentement non exploitées. Le prorata du pétrole qui a résulté des projets de conservation et des restrictions de l'exportation a continué à faire baisser les ventes du gaz associé au pétrole. Ces contraintes ont réduit la production de la Société à 85% de sa capacité moyenne au cours de l'année.



Photo Petro-Canada

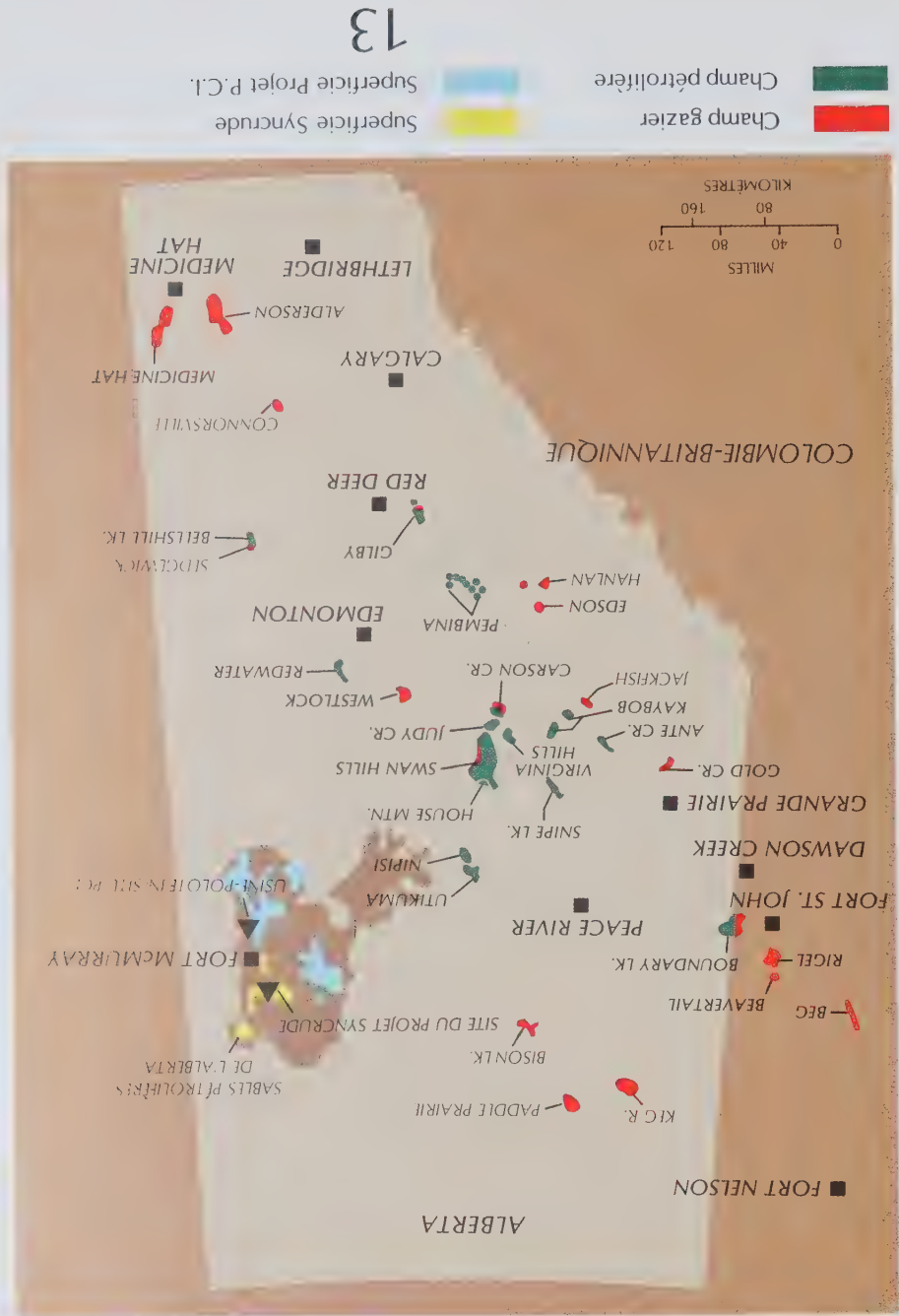
Exploitation

Production

Dans l'ouest du Canada, Petro-Canada a exploité à peu près 1,000 puits de pétrole et de gaz, sept usines de gaz et installations de traitement, onze stations de compression et quinze centres consolidés de manutention de pétrole. La Société détient aussi divers intérêts dans de nombreux autres projets touchant le pétrole et le gaz qu'exploitent d'autres firmes. Durant l'année, elle a participé directement à 112 forages de délimitation et de développement; 18 puits de pétrole et 84 puits de gaz en ont résulté.

Réserve

En 1977, Petro-Canada a ajouté 2.9 millions de barils de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel à ses réserves. Cette quantité compense en partie le total de 10.2 millions de barils produits au cours de la même année, résultant en réserves de 151.6 millions de barils à la fin de l'année. Petro-Canada a également ajouté 53.6 milliards de pieds cubes de gaz à ses réserves pour compenser la production de 32.5 milliards de pieds cubes de gaz, résultant en réserves de 821.8 milliards de pieds cubes à la fin de l'année 1977. Ces estimées des réserves, préparées par la Société, sont calculées avant le paiement des redevances.



A Bison Lake, un champ de gaz de peu de profondeur, on a foré six puits de gaz productifs. D'autres forages sont déjà en cours en 1978 afin de délimiter entièrement ce champ.

En 1977, Petro-Canada a également participé aux travaux de délimitation de deux puits productifs dans le champ de gaz de Hanlian Beaverhill Lake. On y poursuit un forage de délimitation.

Colombie-Britannique et Alberta

Petro-Canada a pris part à des travaux en Colombie-Britannique et en Alberta par des forages d'exploration et de délimitation sur des terrains qu'elle détenait auparavant ainsi que sur d'autres qu'elle a acquis dans des régions adjacentes.

En 1976, Petro-Canada a participé aux travaux d'exploration de deux puits improductifs dans cette région; le premier, à Mobil Gulf Peel YT H-71 au Yukon, où les tests ont produit une faible quantité de gaz et le second, à Mobil Gulf Sadene D-02, qui a été foré pour tester les sables du nord de la région où l'on avait déjà fait une découverte initiale de gaz à Tedji Lake. Petro-Canada continuera l'évaluation de ces gres, conjointement avec Gulf à PEX Gulf Fina Colville L-21, sur une structure située à vingt milles à l'est du puits de Tedji Lake.

Plus encore au Sud, près de la frontière séparant les Territoires du Nord-Ouest et l'Alberta, Petro-Canada et Gulf Oil procéderont au forage du puits Arrowhead M-05.

Plaine du Mackenzie et Yukon

d'acres de terrains appartenant à Petro-Canada a été amodié à Dome Petroleum Ltd, qui a entrepris la préparation du site Natsek E-56 en 1977.

A Connorville, dans le coeur de l'Alberta, d'autres puits ont été forés afin d'augmenter la capacité de production des nouvelles installations de Petro-Canada pour le traitement du gaz.

La délimitation par forage du champ pétrolière de Utikuma a résulté en une découverte de nouvelles réserves de pétrole qui s'ajoutent à la capacité productrice du champ.

La superficie nette représente la superficie acquise à la fin de l'année 1977; la superficie maximale nette possible illustre les acres qui peuvent être acquises si l'on exerce toutes les options offertes; et elle inclut en outre la superficie nette déjà acquise. Les chiffres de 1976 sont entre parenthèses. Ce tableau n'inclut pas la superficie que détient Panarctic Oils Ltd., ni n'inclut les terrains pour lesquels Petro-Canada peut exercer les droits préférentiels que lui confère la législation.

Région	1977	Superficie brute	1977	Superficie nette	Superficie maximale nette possible
Côte de l'Est	32.7	4.9	9.3		
Iles de l'Arctique	39.5	1.2	5.5		
Mer de Beaufort, T. du N.-O. & Baie d'Hudson	15.3	6.3	7.3		
Colombie-Britannique	.4	.3	.3		
Alberta	3.1	2.0	2.0		
Sables pétrolières de l'Alberta	1.6	.6	.6		
Superficie totale	(88.0)	92.6	(10.8)	15.3	(19.3)
				25.0	

Tableau sommaire de la superficie

(en millions d'acres)

Projets conjoints de Petro-Canada



deuxième dans la partie ouest de l'île Melville, à Dépot Island C-44. Les deux puits ont été improductifs. En 1978, il y aura forages de deux puits supplémentaires afin de mieux explorer les possibilités de la région. Roche-Point O-43 sera foré au large sur une structure située directement à l'ouest de la Péninsule Sabine tandis que Cape Grassy 1-34 effectuera un test sur une autre anomalie au large, à l'ouest de la structure Hecla.

Les programmes actuels représentent une utilisation complète des tours disponibles pour le forage du plateau continental de la région. Petro-Canada travaille de concert avec d'autres compagnies pour concevoir et construire un système de forage sur plate-forme à coussin d'air qui serait disponible dès 1980 pour l'exploration des bancs de l'Arctique. Cela pourrait augmenter le nombre de forages entrepris dans les glaces avec le système présent de plate-formes de glace pour forage au large et permettrait ainsi que l'on accélère

les travaux de forage sur les sites prometteurs de l'Arctique.

Petro-Canada conduit également des études innovatrices sur la prédiction des mouvements des banquises afin de comprendre davantage les facteurs complexes qui contrôlent leurs mouvements dans l'Arctique; il s'agit là d'un sujet bien important dans les projets futurs d'exploration et de développement dans la région.

Sur terre, Petro-Canada s'est jointe à Panarctic Oils Ltd. et à leurs associés pour mener un programme d'exploration là où de vastes structures non testées pourraient renfermer des quantités considérables de gaz ou de pétrole. En vertu de ce programme, Petro-Canada a participé au forage du puits Sophie Point G-19 sur l'île Vanier (abandonné depuis) et a entrepris un second puits, à Beverly Inlet G-13, où l'on forait à la fin de l'année.

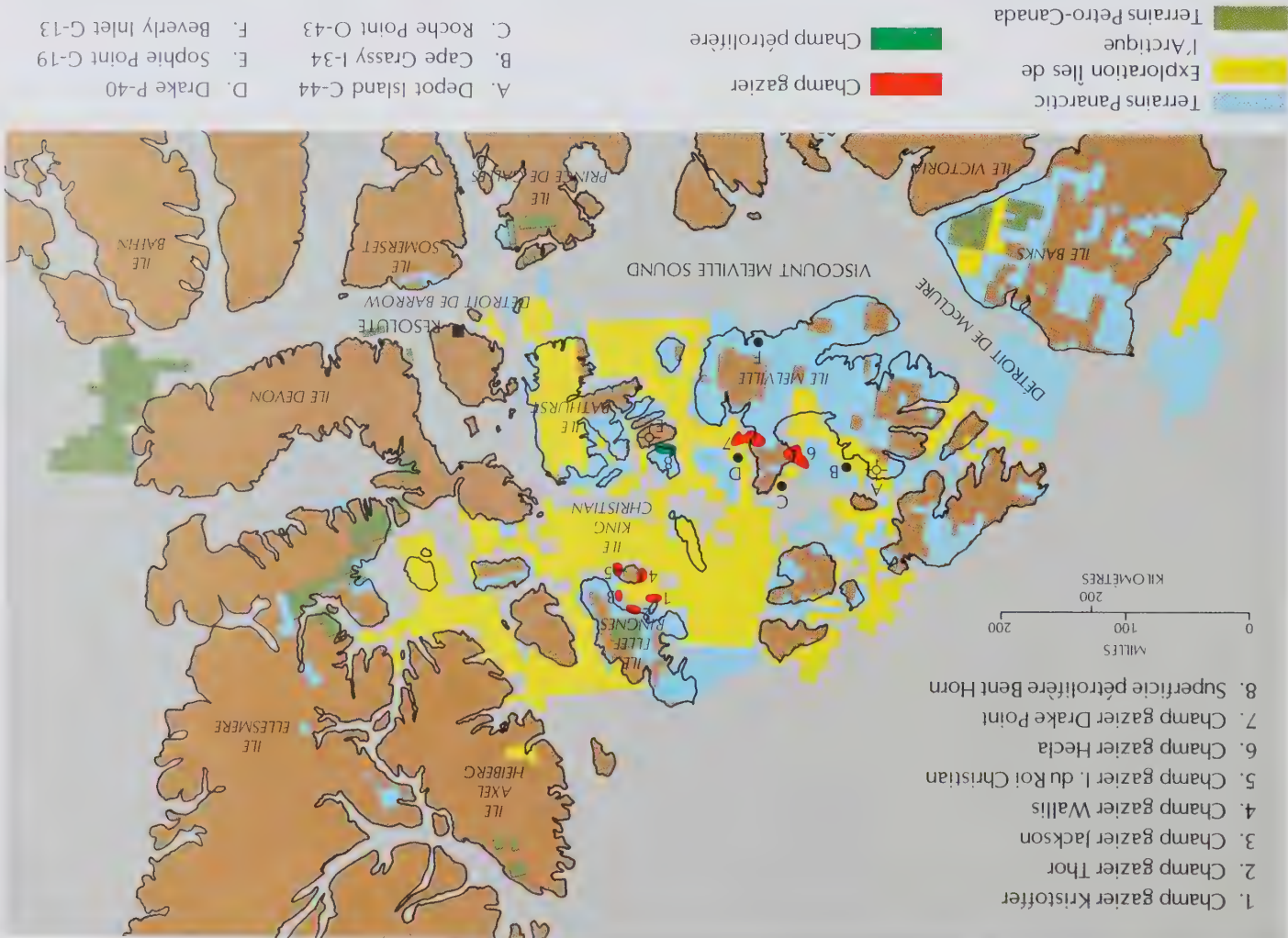
Des relevés de données sismiques réalisés en 1977, combinés à d'autres relevés, ont souligné de nombreuses

Delta du Mackenzie — Mer de Beaufort

possibilités additionnelles au large des côtes du Bassin Sverdrup.

En plus de ces travaux auxquels Petro-Canada participe directement, Panarctic Oils Ltd., dans laquelle Petro-Canada détient un intérêt, a foré trois puits dans l'Arctique à Bent Horn M-12, Bent Horn 1-01-A et au sud-ouest de Hecla C-58.

A l'ouest de l'île Herschel, on a poursuivi des travaux d'exploration dans une région au large où un million



Tout en ne possédant aucune superficie dans cette région, Petro-Canada a poursuivi ces travaux avec plusieurs associés dans chacun des trois projets qui y couvrent un total de 22,2 millions d'acres sous permis dans lesquels Petro-Canada peut acquérir des intérêts divers. La Société et ses associés ont aussi pris part à une importante étude écologique qui a coûté \$ 1,4 millions en prévision d'un programme de forage sur les terrains de Aquitaine Company of Canada Ltd. en 1979.

L'est de l'Arctique

Durant l'été de 1977, Petro-Canada a acquis la propriété totale de trois millions d'acres à l'extrémité nord de la Baie de Baffin. La partie nord de ce bassin sédimentaire en eaux profondes de la Baie de Baffin est très prometteuse, même si elle n'a pas été forée jusqu'à maintenant, car elle possède des attributs qui portent à croire qu'elle sera une région importante de production d'hydrocarbures.

La Société identifie présentement les études écologiques qui doivent être réalisées afin d'établir un programme adéquat pour assurer la protection de l'une des régions les plus prolifiques de l'Arctique canadien, du point de vue biologique.

L'archipel Arctique

Petro-Canada est actionnaire de Panarctic Oils Ltd., détient un intérêt de travail de 18% dans le Groupe d'exploration des îles de l'Arctique en plus d'être un propriétaire de plein droit de quelques terrains dans les îles de l'Arctique.

Le Groupe d'exploration des îles de l'Arctique, composé de Panarctic Oils Ltd., la Cie Pétrolière Impériale Ltée, Gulf Oil Ltd. et Petro-Canada, a déjà investi \$ 14 millions pour des relevés de données sismiques et pour des puits d'exploration en 1977. Au large de Drake P-40, il a foré un puits sur le prolongement est de la structure de Drake Point et un



de ce programme, Kaiser aura droit à 25% de l'intérêt acquis par Petro-Canada.

Bancs de Terre-Neuve /Labrador

Il n'y a eu aucun forage d'exploration en 1977 sur les bancs de Terre-Neuve et du Labrador par suite d'un litige sur la juridiction entre Terre-Neuve et le Gouvernement du Canada. Les travaux d'exploration de l'industrie se sont confinés à des programmes restreints de données sismiques conçus pour délimiter des emplacements lorsqu'on reprendra le forage d'exploration.

quatre puits sur le bloc ouest de l'île de Sable. Petro-Canada peut acquérir un intérêt de 40% dans 640,1 mille acres sous permis en effectuant des dépenses de \$40 millions.

Sur le bloc est de l'île de Sable, Petro-Canada s'est engagée à effectuer un forage-test de 18,500 pieds afin d'acquérir un intérêt de 40% dans 243,9 mille acres sous permis. La Société peut acquérir un intérêt additionnel de 40% dans 220,3 mille acres sous permis en forant un deuxième puits profond.

En février 1978, Kaiser Resources Limited se joignait à Petro-Canada dans le programme d'amodation de l'île de Sable. En partageant les coûts

Revue de l'exploration et des terres

En 1977, Petro-Canada a poursuivi ses travaux d'exploration dans les régions reculées au Canada, particulièrement sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse, dans les îles de l'Arctique et dans les Territoires du Nord-Ouest. Sans ces programmes, l'activité dans ces régions aurait été largement réduite. Petro-Canada a également participé à

de nombreux travaux d'exploration dans des régions productives établies de l'Ouest canadien. Le graphique illustrant la superficie des terres donne en détail la répartition des terrains qui couvrent un total de 93 millions d'acres dans lesquelles Petro-Canada détient un intérêt.



Le plateau continental de la Nouvelle-Écosse

Le principal programme d'exploration de Petro-Canada en 1977 a été effectué en Nouvelle-Écosse, dans ce plateau sous-marin de l'Est du Canada. C'est à Moheida P-15 qu'on a foré le puits final du programme d'amodiation de Shell Canada Ltd. sur le plateau de la Nouvelle-Écosse; ce puits a été abandonné à 14,100 pieds.

La société Petro-Canada a maintenant rempli toutes ses obligations relatives à ce programme, ayant ainsi acquis un intérêt de 45% dans les 4.1 millions d'acres de terrains sous permis de Shell. L'encourageante découverte de pétrole à Penobscot L-30 en 1976 a provoqué le forage d'un puits de délimitation improductif à Penobscot B-41 en 1977. Les sociétés Shell et Sulpetro of Canada Ltd. furent les associées de Petro-Canada dans les travaux touchant ce puits.

En 1977, Petro-Canada a poursuivi son programme de forage sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse dans le but d'acquies un intérêt de 40% dans 1.1 millions d'acres de terrains sous permis de Mobil Oil Canada Ltd. dans la région de l'île de Sable. En juin 1977, on a utilisé une tour de forage du type "Jackup", conçue pour forages en eaux peu profondes, pour effectuer les travaux de forage dans la région de l'île de Sable qui sont exécutés par Mobil pour le compte de Petro-Canada. En fin d'année, Migrant N-20 avait atteint une profondeur finale totale de 14,661 pieds. Des épreuves réalisées dans une mince couche ont révélé un écoulement de gaz tandis que celles que l'on a faites dans des sables plus épais n'ont pas produit de gaz en quantité suffisante pour en permettre la production et l'on a dû abandonner ce puits au début de 1978.

Migrant N-20 est le premier puits du programme d'engagement de forages de Petro-Canada couvrant

recherche à Calgary pour y poursuivre un programme d'envergure dans le domaine de l'exploration, de l'exploitation et de la récupération des pétroles classiques; dans celui de l'exploitation des pétroles lourds et du bitumen ainsi que dans celui du traitement des données géophysiques. En outre, Petro-Canada et ses associés oeuvrent présentement à développer de nouvelles technologies pour l'achèvement de puits situés au large de l'Arctique et pour de nouveaux systèmes de forage visant à augmenter les possibilités d'exploration de l'Arctique.

La Loi sur le pétrole et le gaz naturel du Canada

Le 20 décembre 1977, le Gouvernement du Canada présentait au Parlement la Loi sur le pétrole et le gaz naturel du Canada. Entre autres choses, cette Loi assure un traitement préférentiel à la société Petro-Canada dans la sélection des terrains fédéraux destinés à l'exploration. En vertu de cette loi, Petro-Canada a le droit de choisir jusqu'à 25% des réserves de la Couronne existantes et futures, et cela pour une période de sept ans.

En outre, Petro-Canada peut acquérir un intérêt allant jusqu'à 25% dans les terres dont le terme actuel de concession de 12 ans est expiré sans que l'on n'y ait fait de découverte importante de pétrole ou de gaz — lorsque ces terres sont disponibles pour concessions provisoires et pour renouvellement spécial de permis à ses titulaires précédents. Ce dernier droit serait diminué lorsque les titulaires de permis comptent une appartenance canadienne importante et il peut être retiré complètement lorsque l'appartenance canadienne est de 35% ou plus.

L'intention de Petro-Canada est d'utiliser les options qui lui sont offertes de façon à atteindre le niveau d'activité que justifieront les données géologiques et que dicteront les besoins du Canada. La politique du Gouvernement du Canada d'assurer un degré important de participation canadienne, que ce soit par l'intermédiaire de Petro-

Canada ou par d'autres intérêts canadiens, vise à augmenter tous les avantages dont peut profiter le Canada grâce à l'utilisation de ses ressources.

Accès assuré aux importations d'énergie

Petro-Canada croit qu'il est probable que le Canada devra, dans un avenir prévisible, requérir ou trouver des approvisionnements économiques de pétrole à l'extérieur du pays. Un accès assuré à de tels approvisionnements fait partie de la politique gouvernementale et, par conséquent, doit constituer l'un des objectifs de Petro-Canada.

Dans ce but, Petro-Canada entretient des contacts avec plusieurs sociétés nationales de l'énergie ainsi qu'avec leurs gouvernements respectifs afin d'identifier les possibilités qui existent d'assurer davantage l'approvisionnement énergétique provenant de l'étranger. La participation à des entreprises d'exploration étrangères triées sur le volet offre la possibilité de livraisons de pétrole à une date antérieure à celle des livraisons pouvant venir des régions reculées du Canada, où l'exploration jusqu'à maintenant n'a produit que des quantités limitées d'énergie. Cette participation peut également améliorer l'accès direct du Canada à ce pétrole comme complément à l'offre obtenue par les réseaux mondiaux existants qui satisfont présentement les besoins d'importation du Canada. Même si aucun engagement n'a été pris dans ce sens, Petro-Canada continuera de poursuivre l'intérêt du Canada quant à l'accès au pétrole sur un marché international qui pourrait subir de plus en plus de contraintes.

Environnement social et physique

Petro-Canada s'est engagée à tenir un rôle de leader de l'industrie dans les domaines de la protection environnementale et de la responsabilité sociale. La Société

Personnel

Petro-Canada a participé à une étude dont le but était de déterminer le potentiel technique, économique et commercial d'un centre modulaire d'énergie renouvelable. Dans ce centre, on utiliserait des sources d'énergie solaire, éolienne et de biomasse pour générer l'énergie électrique dans les régions rurales et isolées, là où le raccordement à un réseau énergétique ou l'utilisation de combustibles à moteur Diesel pour la production d'électricité se révèle coûteux de façon prohibitive.

Sources énergétiques optionnelles

intègre des considérations écologiques et sociales dans le processus de ses prises de décisions, tant à son niveau administratif supérieur qu'au niveau opérationnel afin d'assurer que les décisions adoptées respectent un équilibre acceptable des facteurs économiques, sociaux et écologiques.

Même si Petro-Canada a concentré son attention sur l'exploitation des ressources pétrolières, la Société reconnaît que le pétrole et le gaz ne peuvent constituer l'unique point de mire des développements énergétiques futurs et qu'il est possible que des sources d'énergie renouvelable deviennent de plus en plus développées qui se révéleront applications, des points de vue économique et stratégique.

Petro-Canada a participé à une étude d'énergie renouvelable. Dans ce centre, on utiliserait des sources d'énergie solaire, éolienne et de biomasse pour générer l'énergie électrique dans les régions rurales et isolées, là où le raccordement à un réseau énergétique ou l'utilisation de combustibles à moteur Diesel pour la production d'électricité se révèle coûteux de façon prohibitive.

responsabilité sociale. La Société



Mathieson Photo Service Ltd.

L'ouest canadien pour remplacer le pétrole importé qui dessert ces marchés à l'heure actuelle.

Investissements précédents du Gouvernement

L'une des activités majeures de la Société a été d'administrer efficacement, au nom du Gouvernement du Canada, les biens que ce dernier lui transférait en 1976. Ces biens incluent un intérêt d'avoir de 15% dans le Projet Synchrude et un intérêt de participation de 45% de Panarctic Oils Ltd, où la Société a continué d'appuyer des activités d'exploration importantes dans les îles de l'Arctique.

Conseil auprès du Gouvernement

En se basant sur son expérience pratique dans l'industrie, la société Petro-Canada présente ses points de vue au Gouvernement afin de l'aider à élaborer des politiques visant à réaliser les objectifs énergétiques du Canada. Petro-Canada est également d'avis que son rôle lui demande d'entreprendre un examen complet d'approches différentes pour atteindre ces objectifs. Ses études sur le Projet-pilote pour l'Arctique, sur l'extension des gazoducs au Québec et aux Maritimes, sur le développement des pétroles lourds et des sables pétroliers de l'Alberta, ont toutes été entreprises dans le but de confirmer la rentabilité de ces activités et de définir le rôle le plus approprié que pourrait jouer la Société dans ces domaines, tout en offrant en même temps au Gouvernement pour sa considération le plus large choix d'options possibles avant qu'il ne formule ses politiques.

la recherche et le développement doivent constituer une part de plus en plus importante de ses travaux. Il y a toujours certains aspects uniques rattachés aux projets énergétiques et aux besoins d'un pays, et ses travaux de recherche et de développement requièrent une solide base commerciale pour compenser les incertitudes des bénéfices provenant des investissements engagés.

Petro-Canada est intéressée à augmenter sa contribution au secteur de la recherche et du développement au Canada, en se concentrant entièrement sur les problèmes et les priorités du Canada et en utilisant, pour ce faire, des spécialistes du pays. La technologie qui en résultera sera dirigée au Canada et servira à ses industries et à ses marchés énergétiques.

Par son acquisition de la filiale canadienne de Atlantic Richfield Company, la société Petro-Canada détient maintenant les principaux brevets d'invention touchant l'extraction du pétrole sur place des sables bitumineux, brevets que la société parente a transférés à Petro-Canada. C'est ainsi que le programme de recherche et de développement dont font partie ces brevets peut se poursuivre pour le plus grand bien du pays.

Recherche et développement

La société Petro-Canada croit qu'il y a des marchés plus étendus pour l'approvisionnement de gaz présentement délimité dans l'ouest canadien. Si l'on permettait aux prix du gaz de devenir plus concurrentiels, ce gaz pourrait remplacer le pétrole importé et diminuer sa demande future en faveur du pétrole canadien moins abondant. Les prix relatifs du gaz naturel et du pétrole dans les marchés canadiens constituent un facteur vital tant dans le développement des ressources que dans l'assurance d'un approvisionnement adéquat à long terme.

En accord avec son mandat qui lui demande de stimuler de nouvelles activités et de mobiliser le potentiel des ressources énergétiques canadiennes, Petro-Canada croit que

Petro-Canada est d'avis que le potentiel des réserves de pétrole classique et de gaz dans le Bassin sédimentaire de l'ouest canadien excède les estimés officiels. Les découvertes de pétrole en Alberta, l'an passé, ont été très encourageantes et l'industrie a augmenté le nombre de ses travaux pour trouver de nouvelles sources de pétrole classique. Les politiques énoncées devraient continuer de souligner l'importance du développement de réserves de

initiatives, quelques-uns de ces projets se révéleront viables, d'autres seront peut-être rejetés complètement tandis qu'un troisième groupe ne requerra qu'une faible participation de Petro-Canada.

Besoins énergétiques du Canada

Voici les caractéristiques du contexte actuel de la scène énergétique du Canada dans lequel Petro-Canada doit prendre des décisions relatives à ses investissements:

— Un approvisionnement pétrolier qui s'épuise, dans lequel les quantités consommées sont remplacées par des découvertes insuffisantes pour satisfaire les besoins intérieurs croissants;

— Un approvisionnement relativement plus abondant de gaz, mais tel qu'il réclame un développement continu de nouvelles sources afin de faire face aux besoins à long terme;

— Un marché international où les prix du pétrole et du gaz sont de plus en plus élevés et où l'on doit tenir compte du niveau de ces prix internationaux dans les décisions de développement de certaines ressources intérieures à coûts élevés et de la sécurité relative de l'approvisionnement.

Dans ce contexte, Petro-Canada perçoit les besoins suivants:

— Promouvoir l'économie de l'énergie comme étant la manière la moins coûteuse pour accroître l'approvisionnement énergétique futur du Canada;

— Entreprendre des efforts agressifs d'exploration dans les régions qui produisent présentement du pétrole et du gaz et qui peuvent être développées rapidement;

— Explorer activement des régions plus éloignées où il peut y avoir un grand écart de temps entre les découvertes initiales et la livraison finale et où il faut bien connaître l'envergne du potentiel de ces régions si l'on veut formuler des politiques énergétiques nationales appropriées;

— Stimuler le développement accéléré des réserves

considérables de pétrole lourd du Canada;

— Initier l'adoption de mesures pour assurer l'accès aux importants approvisionnements de pétrole étranger dont le Canada aura besoin pour satisfaire ses besoins futurs;

— Développer la technologie requise pour augmenter la production et le transport du pétrole et du gaz à partir des régions éloignées et isolées;

— Stimuler le développement des ressources énergétiques optionnelles.

Exploration

Petro-Canada s'est jointe à l'industrie pour promouvoir les travaux d'exploration et de développement dans les régions éloignées où se trouvent les meilleures possibilités de nouvelles sources d'énergie au Canada. En outre du développement potentiel d'exploration que peuvent représenter ces travaux, ils offrent le plus de données possibles comme bases d'information sur les ressources énergétiques du Canada à ceux qui doivent formuler des politiques dans ce secteur.

La Société a fait sentir sa présence dans la plupart des régions isolées du Canada où il était possible d'augmenter les niveaux d'exploration et là où on pouvait les justifier par leur potentiel. Petro-Canada a été l'explorateur le plus actif du plateau continental de la Nouvelle-Écosse dans les deux

dernières années. La Société explore présentement, de façon directe et par l'intermédiaire de Panarctic Oils Ltd., des possibilités prometteuses en Haute Arctique, tout en organisant un programme de travaux dans les régions adjacentes. Petro-Canada poursuit aussi des travaux dans le Delta du Mackenzie et sur les rives des Territoires du Nord-Ouest. Elle a participé au forage de 13 des 27 puits forés dans ces régions en 1977.

Au cours de ses deux années d'opérations, Petro-Canada a dépensé \$76,9 millions dans les régions éloignées du Canada, en excluant sa participation dans

Panarctic Oils Ltd.

Projets en développement

Petro-Canada a également participé aux travaux d'exploration dans les régions plus traditionnelles de production de pétrole et de gaz de l'Ouest du Canada. Ses activités se sont poursuivies principalement pour augmenter la capacité de production de terrains déjà détenus par la société Petro-Canada. Les dépenses qu'elle a encourues depuis ses débuts pour l'exploration et le développement dans cette région ont été de \$24,1 millions.

Petro-Canada est devenue chef de file dans le développement de nouveaux projets dans les domaines où une approche nouvelle peut énormément contribuer à augmenter l'approvisionnement énergétique du Canada.

La Société a étudié tous les aspects de l'exploitation du pétrole lourd classique au Canada afin de retenir la meilleure méthode qui soit pour maximiser l'utilisation de cette ressource.

On a aussi, en 1977, étudié de façon intensive l'utilisation possible des navires-citernes pour le transport sous forme liquide du gaz naturel de l'Arctique vers les marchés du Sud.

A titre de membre du consortium Gaz polaire, Petro-Canada continue d'étudier les aspects économique, technologique et environnemental d'un pipe-line qui achèminerait le gaz de l'Arctique vers les marchés de l'ouest du Canada au-delà de Montréal jusqu'au reste du Québec et aux Maritimes, ainsi que la faisabilité de ce projet et les prix que représenterait l'utilisation du gaz de

La société Petro-Canada a été établie pour aider le Gouvernement du Canada à atteindre son objectif: assurer l'approvisionnement énergétique du pays. En 1977, deuxième année de son existence, Petro-Canada a donc continué d'examiner systématiquement les sources potentielles d'énergie pouvant avoir un impact important sur l'approvisionnement disponible au Canada. C'est dans cette optique que la Société a entrepris un programme actif d'exploration dans des régions isolées ainsi que de la recherche sur les méthodes améliorées de développement et d'acheminement des ressources existantes et sur l'utilisation d'autres sources potentielles de pétrole et de gaz.

Depuis le commencement de ses opérations au début de 1976, Petro-Canada est devenue une présence importante dans l'industrie énergétique au Canada. La Société dispose d'un personnel opérationnel complet qui est responsable de la gestion de l'un des programmes d'exploration de pétrole et de gaz les plus importants au Canada. En 1977, Petro-Canada se classait au dixième rang des compagnies quant au nombre de puits forés au Canada.

En créant Petro-Canada, le Gouvernement ajoutait un moyen de plus pour satisfaire les besoins énergétiques du Canada. Par l'intermédiaire de la Société, l'investissement public direct complémente un vaste éventail de politiques gouvernementales en stimulant la mise en oeuvre de programmes spécifiques destinés à atteindre les objectifs énergétiques du Canada. Cet investissement permet non seulement au Gouvernement de connaître et de percevoir encore mieux les risques et les possibilités de l'industrie énergétique, mais il l'aide à assurer que ces réalités soient bien reflétées dans les politiques gouvernementales dans ce domaine.

La présence de Petro-Canada dans ce champ d'activité ne signifie pas un retrait d'opportunités pour l'investisseur privé. Au contraire, elle a pu augmenter le nombre de ses projets en s'associant avec des groupes de l'industrie désireux de

commettre les investissements nécessaires pour atteindre les objectifs énergétiques du Canada. La présence de Petro-Canada permet une plus grande participation canadienne dans cette industrie toute première importance. Elle a mobilisé une puissance financière publique pour promouvoir des activités de très haute priorité dans le domaine énergétique. La Société administre ces investissements énergétiques publics que l'industrie avait prié le Gouvernement de faire pour certains projets où cette dernière avait besoin d'assistance. Dans ses deux années d'existence, Petro-Canada a participé à des projets conjoints avec le secteur privé afin d'ajouter l'expertise et les ressources requises pour réaliser les objectifs énergétiques nationaux. Des firmes privées ont fréquemment invité Petro-Canada à les joindre dans des programmes dont la dimension, le calendrier et les risques requéraient la participation de plusieurs compagnies afin que les coûts encourus ne dépassent pas la capacité de payer des participants individuels.

Ce qui a fortement motivé les activités de Petro-Canada est le rôle d'agent-catalyseur qu'elle joue en stimulant de nouvelles initiatives et approches qui pourraient accroître énormément l'approvisionnement énergétique du Canada ou assurer que l'on étudie adéquatement d'autres options avant de conclure des engagements à long terme sur une grande échelle. Ce rôle implique que la Société participe à certaines dépenses visant à tester la faisabilité de nouveaux projets et à stimuler l'intérêt du secteur privé en leur faveur.

Ainsi peut-il devenir possible pour Petro-Canada d'atteindre les buts qu'elle poursuit dans ces projets (entrepris par le secteur privé), que ce soit par sa participation directe ou par ses travaux qui soulignent et évaluent les options importantes, le tout facilitant la prise de décisions gouvernementales. La société Petro-Canada a entrepris des initiatives majeures pour évaluer la faisabilité de plusieurs projets. Par suite de ces



Photo Panarctic

Mach 2 Film Productions Ltd.



Exploration

1. Petro-Canada s'est classée 10e au Canada quant au nombre de puits forés en 1977.

2. Les dépenses totales d'exploration ont été de \$60.5 millions en 1977.

3. La Société a participé aux travaux de forage de 13 des 27 puits forés dans les régions éloignées du Canada en 1977.

4. Petro-Canada a été la société qui a participé le plus activement aux dépenses d'exploration sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse en 1977.

5. Petro-Canada est devenue l'unique propriétaire de 3 millions d'acres de terres au nord de la Baie de Baffin, qui contient des possibilités géologiques prometteuses.

6. A la fin de l'année, la Société possédait 93 millions d'acres brutes de concessions au Canada; 15 millions d'acres nettes de terres.

7. En 1977, Petro-Canada a foré un total de 128 puits de délimitation dont 86 produisent du gaz et 18 du pétrole.

Projets en développement

1. Petro-Canada est le leader du Projet-pilote pour l'Arctique qui enquête sur la faisabilité de transporter du gaz de l'Arctique vers les marchés du Sud via des navires-citernes pour le gaz naturel liquéfié.

2. La Société participe aux travaux du Groupe Gaz polaire qui étudient la faisabilité de transporter le gaz de l'Arctique vers le Sud par pipe-line.

3. Petro-Canada participe également aux travaux de conception du premier puits d'achèvement pour le large dans l'Arctique; la Société mène de plus des études innovatrices sur le mouvement des banquises et travaille avec d'autres associés à développer un nouveau système de forage pour le large dans l'Arctique.

4. La Société a entrepris des études intensives sur les facteurs liés au développement du pétrole lourd, incluant l'exploration, la technologie de production, la récupération améliorée, les systèmes de valorisation et de transmission afin de permettre l'utilisation complète de cette réserve de pétrole pour les besoins des Canadiens.

5. Petro-Canada participe aussi à une entreprise conjointe qui enquête sur la faisabilité de transporter le gaz de l'Ouest canadien vers de nouveaux marchés au Québec et aux Maritimes.

6. A titre d'agent opérateur d'une vaste entreprise conjointe dans les sables pétrolières de l'Alberta, Petro-Canada poursuit un programme actif de recherche et de planification des tests des procédés in-situ pour l'exploitation des sables pétrolières.

Aspect financier

1. En 1977, Petro-Canada, par ses activités de développement, a ajouté 21 milliards de pieds cubes de gaz à ses réserves. La production totale de gaz en 1977 a été de 32.5 milliards de pieds cubes avant redevance, pour un total de 821.8 milliards de pieds cubes à la fin de l'année.

2. En 1977, Petro-Canada a ajouté 2.9 millions de barils de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel à ses réserves. La production totale de pétrole et de dérivés liquides de gaz naturel en 1977 a été de 10.2 millions de barils pour un total de 151.6 millions de barils de réserves à la fin de l'année.

3. Les ventes de pétrole, de gaz et de dérivés liquides du gaz naturel ont rapporté \$88.7 millions de revenus après redevance.

4. A la fin de l'année, l'avoir consolidé de la Société était de \$878.7 millions constant en

\$ 48.1 millions: actif à court terme

\$ 91.8 millions: placement dans Panarctic Oils Ltd.

\$259.1 millions: placement dans Syncrude

\$479.7 millions: autres immobilisations.

- Petro-Canada en est à sa deuxième année d'existence.
- Ses activités visent à aider la réalisation des objectifs énergétiques du Canada en initiant et en appuyant divers projets, y compris ceux qui sont à la frontière de la viabilité technique et commerciale.
- Tous ses projets ont été entrepris conjointement avec des firmes du secteur privé, désireuses et capables de partager les risques et les opportunités offerts par ces nouveaux projets.
- Son travail et l'investissement public direct dans les projets les plus prometteurs de l'industrie constituent un moyen de mobiliser l'appui financier public et ont fait centrer les travaux techniques sur des projets particuliers et importants comme suppléments aux nombreuses politiques gouvernementales qui encouragent les industries énergétiques.
- En poursuivant ces objectifs, Petro-Canada a :
 - gère l'un des plus grands programmes d'exploration du pétrole et du gaz au Canada, avec une emphase particulière dans les régions reculées du pays;
 - étudie la technologie du développement des ressources de pétrole lourd non classique et de sables bitumineux;
 - conçu et évalué des systèmes de transport de l'énergie vers les marchés à partir de régions éloignées et difficiles d'accès;
 - évalué les possibilités de l'étranger qui offrent un approvisionnement assuré d'énergie concurrentielle pour les marchés canadiens qui demeureront dépendants de l'importation pour quelque temps, peu importent les succès remportés dans la technologie canadienne et dans les régions éloignées;
 - révisé les développements technologiques qui pourraient fournir de nouvelles sources d'énergie aux marchés canadiens, et
 - entrepris des travaux de recherche et de développement sur les défis techniques et les possibilités du Canada.
- Comme partie de son mandat gouvernemental, Petro-Canada a également géré les intérêts dans certains projets énergétiques pour lesquels le Gouvernement avait fait des investissements afin d'appuyer les initiatives de l'industrie privée, avant la création de la société Petro-Canada, i.e. Syncrude, Panarctic Oils Ltd. et Gaz polaire.
- Ses activités visent en outre à renseigner davantage le Gouvernement et à le rendre plus sensible relativement aux risques et aux opportunités que le monde des affaires énergétiques du Canada afin d'assurer que les politiques gouvernementales dans le domaine de l'énergie reflètent bien ces réalités.



Petro-Canada

le 31 mars 1978

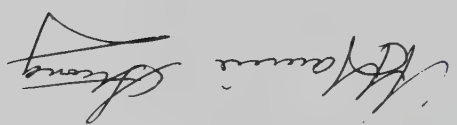
L'honorable Alastair W. Gillespie, C.P., député
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Chambre des Communes
Ottawa, Ontario.
K 1A 0A7

Monsieur le ministre,

Il nous fait plaisir de vous présenter, au nom du Conseil d'administration, le deuxième rapport annuel de Petro-Canada pour l'exercice financier qui s'est terminé le 31 décembre 1977.

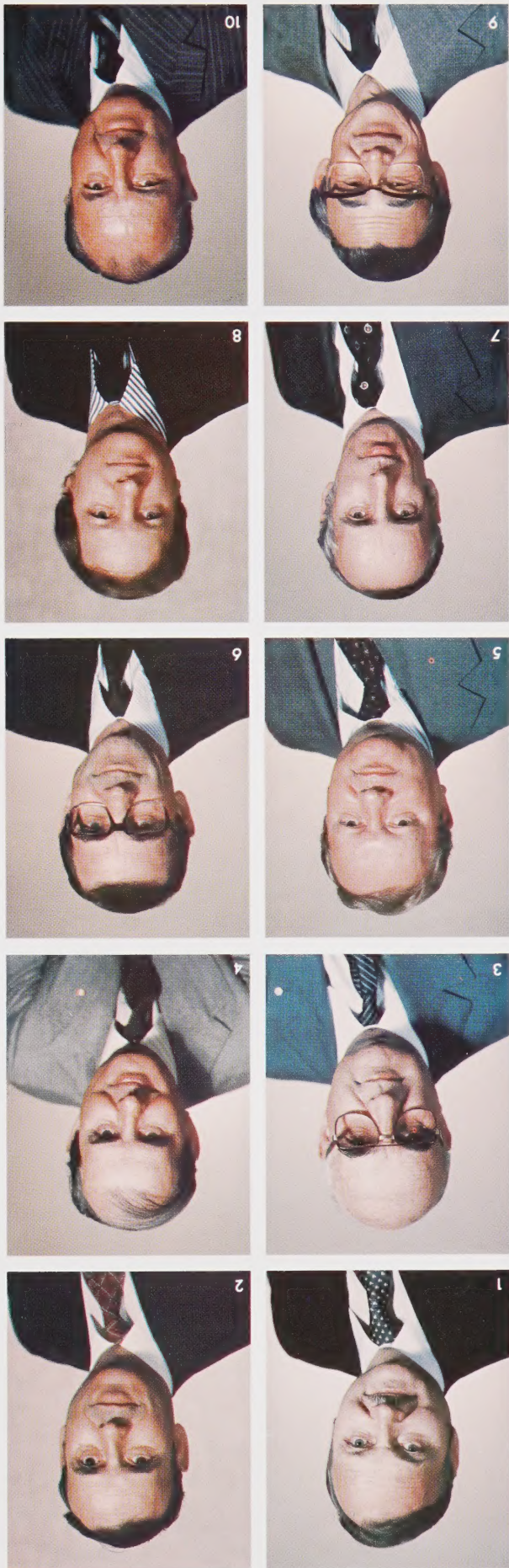
Selon les directives de la Loi sur l'administration financière, le rapport inclut le bilan consolidé et les divers états s'y rapportant, ainsi que le rapport des vérificateurs.

Veuillez agréer, monsieur le ministre, l'expression de nos sentiments distingués.

Le Président du
Conseil d'administration,

MAURICE F. STRONG

Le Président et
directeur général,

WILBERT H. HOPPER



Conseil d'administration

1 * Maurice F. Strong
Président du Conseil d'administration
Petro-Canada
Calgary

2 ** Donald Harvie
Vice-président du Conseil d'administration
Petro-Canada
Calgary

3 L'honorable John B. Aird, O.C., C.R.
Associé principal
Aird et Berlis
Toronto

4 ** J.-Claude Hébert
Président du Conseil d'administration
Bombardier — MLW Ltée
Montréal

5 ** Wilbert H. Hopper
Président et directeur général
Petro-Canada
Calgary

6 Arthur Kroeger
Sous-ministre
Ministère des Affaires indiennes
et du Nord canadien
Ottawa

7 ** Gordon M. MacNabb
Sous-ministre
Ministère de l'Énergie, des Mines et des
Ressources
Ottawa

8 David McD. Mann
Associé
Cox, Downie, Nunn and Goodfellow
Halifax

9 T. K. Shoyama
Sous-ministre
Ministère des Finances
Ottawa

10 Donald G. Willmot
Président du Conseil d'administration
La Compagnie Molson Limitée
Toronto

** Président du Comité exécutif
† Président du Comité de vérification
‡ Membre du Comité de vérification

Cadres supérieurs

Wilbert H. Hopper
Président et directeur général

Joel I. Bell
Premier vice-président
Finances et Planification

Andrew Janisch
Premier vice-président et directeur général
Operations

Sam Stewart
Premier vice-président
Développement Athabasca

Donald M. Wolcott
Premier vice-président
Développement des projets

John M. Godfrey
Vice-président — Terrains

Ronald P. Havelock
Vice-président (contentieux), secrétaire

Peter R. Hunter
Vice-président — Approvisionnement

Robert A. Meneley
Vice-président — Exploration

William Morrow
Contrôleur

David P. O'Brien
Conseil général

James Scurr
Vice-président — Ressources humaines

Leonard M. Youell
Trésorier — administrateur

Siège social

Place Canada
407 - 2e rue sud-ouest
Calgary, Alberta

Adresse postale
Boîte postale 2844
Calgary, Alberta

Téléphone
T2P 2M7

403 - 264-7015

Télécopieur
03825753

Bureau d'Ottawa
350, rue Sparks
Ottawa, Ontario

K1R 7S8

Téléphone
613 - 238-8951

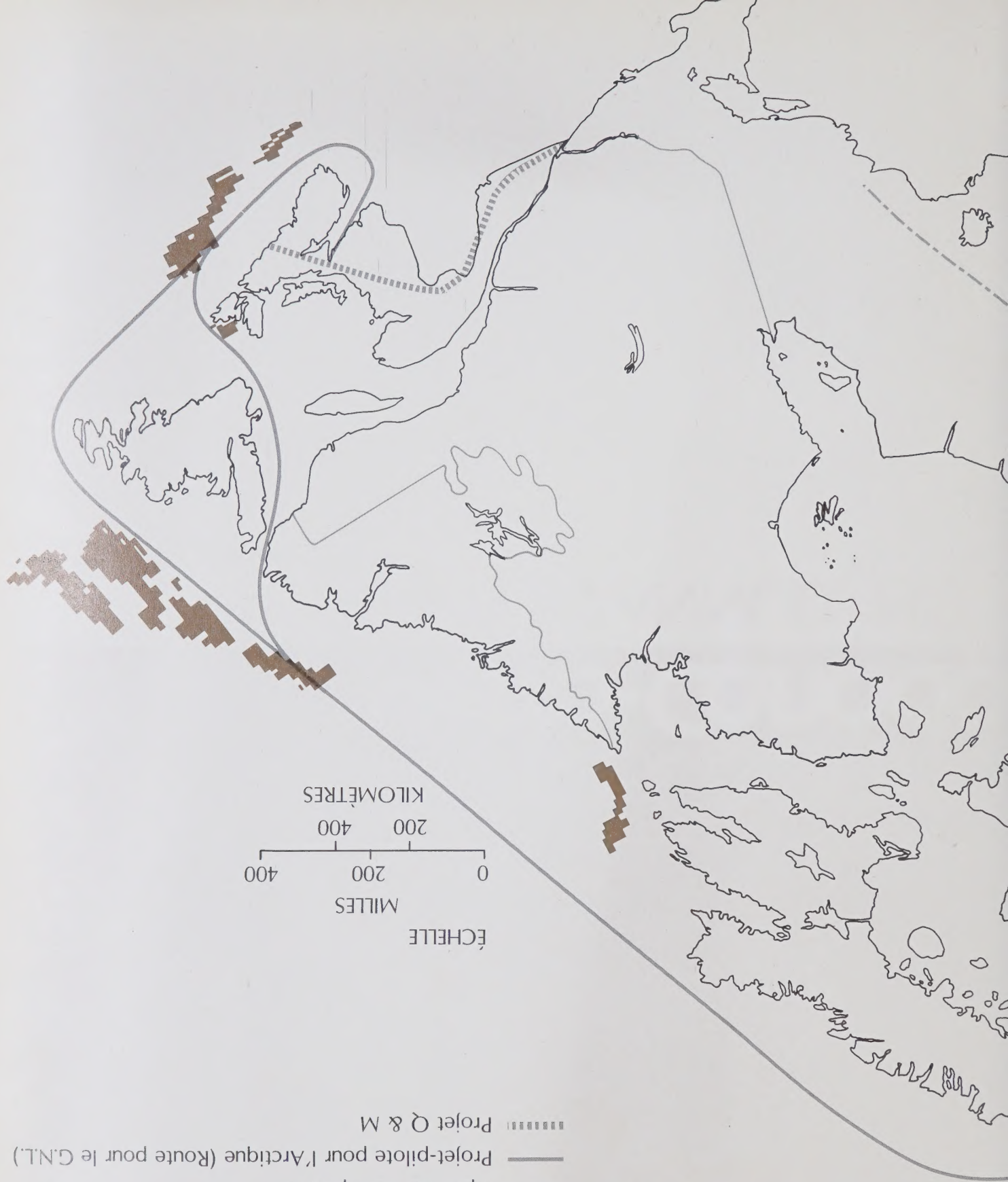
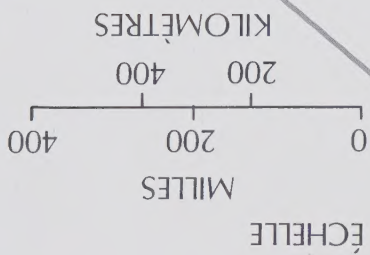
Télécopieur
0534135

Vérificateurs

Peat, Marwick, Mitchell & Cie
Calgary, Alberta
Canada

LÉGENDE

- Terres appartenant à Petro-Canada
- Champs gazier
- Sables pétroliers de l'Alberta
- Pipe-line "Gaz polaire"
- Projet-pilote pour l'Arctique (Route pour le G.N.L.)
- Projet Q & M





RAPPORT ANNUEL 1977

Petto • Canada
Petto • Canada
Petto • Canada
Petto • Canada
Petto • Canada